



Gutachten für die dena-Verteilnetzstudie II

Weichen für die Klimaneutralität in lokalen
Energieinfrastrukturunternehmen –
Eine spartenübergreifende Analyse

Aachen/Berlin, 01.07.2025

Das folgende, durch die Deutsche-Energie-Agentur (dena)
beauftragte Gutachten wurde erstellt durch:



In Kooperation mit:



Gutachten für die dena-Verteilnetzstudie II

Autorinnen und Autoren

BET Consulting GmbH

Hauptautoren:

Ralph Kremp
Stefan Mischinger

Weitere:

Dr. Bärbel Wicha-Krause
Dr. Sören Patzack
Ruslan Iskakov
Oliver Radtke
Yannick Fromlowitz
Jörg Ottersbach
Laurence Hüskens
Lennart Zschunke

Bergische Universität Wuppertal:

Oliver Koch
Dr.-Ing. Kevin Kotthaus
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

BMU Energy Consulting GmbH:

Dr.-Ing. Björn Uhlemeyer
Dr.-Ing. Christian Möller

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung der Studienergebnisse	8
1.1	Wesentliche Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber	8
1.2	Handlungsfeld koordinierte Planung	9
1.3	Handlungsfeld Digitalisierung des Energiesystems	10
1.4	Handlungsfeld steigende Ressourcenbedarfe.....	13
1.5	Handlungsfeld Finanzierung des Infrastrukturaus- und -umbaus	14
1.5.1	Transformation, Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit als Zieldreieck	14
1.5.2	Dimension „Energiesystem“: Ausweitungen der Investitionen erforderlich	15
1.5.3	Dimension „Betreiberseite“: Investitionen übersteigen Innenfinanzierungskraft	18
1.5.4	Dimension „Verbraucherseite“: Steigende Netzkosten in allen Sparten	20
1.5.5	Handlungsempfehlungen	23
2	Studienmethodik und -aufbau	39
2.1	Überblick Vorgehensweise	39
2.2	Steckbrief Musterhausen	40
2.3	Entwicklung Musterhausen.....	41
2.3.1	Allgemeiner Aufbau der Analyse	41
2.3.2	Zielsetzung der Analyse	43
2.3.3	Methodische Vorgehensweise nach Sparte	44
2.4	Entwicklung der Netzinfrastrukturen in Musterhausen bis 2045.....	46
2.4.1	Allgemeines	46
2.4.2	Übertragung der Langfristszenarien auf Musterhausen.....	48
2.4.3	Musterhausen im Bestand – Strom, Gas und Wärme.....	50
2.5	Varianten von Musterhausen zur Untersuchung spezifischer Herausforderungen.....	53
2.6	Vorgehen zur betriebswirtschaftlichen Analyse der Varianten	55
2.7	Vorgehen zur Analyse der Finanzierbarkeit	57
2.8	Aufbau der Studie.....	58
3	Koordinierte Planung	60
3.1	Herausforderungen.....	60
3.2	Leitplanken für eine koordinierte Planung auf System- und Unternehmensebene	62

3.2.1	Begriffsbestimmungen	62
3.2.2	Koordinierte Planung auf Unternehmensebene	63
3.2.3	Koordinierte Planung auf der Systemebene	64
3.3	Ergebnisse und Handlungsempfehlungen	66
4	Digitalisierung	69
4.1	Mehrwert der Digitalisierung von Netzinfrastrukturen	69
4.1.1	Systemischer Nutzen der Digitalisierung im Stromnetz	69
4.1.2	Systemischer Nutzen der Digitalisierung in Netzen aller Sparten	71
4.2	Gesetzliche Anforderungen an die Digitalisierung im Stromnetz	72
4.3	Umsetzung der Digitalisierung durch die Netzbetreiber	75
4.3.1	Digitale Datenbasis	75
4.3.2	Digitaler Zwilling	76
4.3.3	Digitale Netzanschlussplattform	78
4.4	Handlungsempfehlungen	79
4.4.1	Verbesserte Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Digitalisierung	81
4.4.2	Umgang mit Komplexität	81
4.4.3	Koordination und Kooperation	82
5	Ressourcen	84
5.1	Herausforderungen und Ausgangslage	84
5.2	Material	84
5.3	Personal/ Dienstleister	85
5.4	Fläche	86
5.5	Handlungsempfehlungen	87
6	Transformation im Stromnetz	89
6.1	Herausforderungen	89
6.2	Ergebnisse der technischen Modellierung	91
6.2.1	Analyse von Netzstrukturparametern	91
6.2.2	Lastzuwachs in verschiedenen Stadtraumtypen	93
6.2.3	Analyse der Netzausbauplanung im Stromverteilnetz	95
6.2.4	Digitalisierung und erweiterte Planungsgrundsätze	97
6.2.5	Varianten für das Stromnetz	98
6.2.6	Ergebnisse	100

6.3	Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Berechnungen.....	111
6.3.1	Referenzfall Musterhausen	111
6.3.2	Auswertung der Varianten zur Abbildung größerer (Flächen-)Netzbetreiber	120
6.3.3	Erhöhte und reduzierte Investitionsintensität (High und Low CAPEX)	133
6.3.4	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	137
6.4	Handlungsempfehlungen.....	138
7	Transformation im Gasnetz (Methan & Wasserstoff)	141
7.1	Herausforderungen.....	141
7.2	Ergebnisse der technischen Modellierung	144
7.2.1	Gasnetz in Musterhausen im Bestand	144
7.2.2	Varianten und Sensitivitäten	145
7.2.3	Gesteuerte und ungesteuerte Transformation (fossiles Erdgas)	147
7.2.4	Paralleler Wasserstoffhochlauf	149
7.2.5	Sensitivitäten: Beschleunigung, High und Low CAPEX	150
7.2.6	Stark beschleunigter Wasserstoffnetzaufbau	153
7.2.7	Biomethan als Zukunftsperspektive für die Wärmeversorgung in ländlichen Regionen	155
7.3	Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Berechnungen.....	157
7.3.1	Entwicklung des Methannetzes am Beispiel Musterhausen	157
7.3.2	Hochlauf des Wasserstoffnetzes am Beispiel Musterhausen	172
7.3.3	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	179
7.4	Handlungsempfehlungen.....	180
8	Transformation in der Sparte Wärme	184
8.1	Herausforderungen in der Fernwärme	184
8.2	Ergebnisse der technischen Modellierung	187
8.2.1	Varianten	187
8.2.2	Ergebnisse der technischen Modellierung	189
8.3	Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Berechnungen.....	191
8.3.1	Investitionen in Netz und Erzeugung	191
8.3.2	Themenschwerpunkt Förderung	193
8.3.3	Themenschwerpunkt Mengenabsicherung	206
8.3.4	Themenschwerpunkt Preisbildung	212
8.3.5	Teilrealisierung als mögliche Auswirkung unzureichender Rahmenbedingungen	214

8.3.6	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	219
8.4	Handlungsempfehlungen.....	219
9	Finanzierung.....	222
9.1	Spartenübergreifende Herausforderung der Finanzierung	222
9.2	Ergebnisse der spartenübergreifenden Analyse	225
9.2.1	Beschreibung der Szenarien.....	225
9.2.2	Übersicht betriebswirtschaftlicher Kennzahlen Gesamtunternehmen Musterhausen	227
9.2.3	Finanzierung der Investitionen auf Unternehmensebene	236
9.2.4	Übersicht traditioneller und alternativer Finanzierungsmodelle.....	249
9.3	AssetCo-Modell als Handlungsoption für die Finanzierung von Stromnetzausbau	254
9.4	Zusammenfassung der Ergebnisse und Handlungsoptionen für die Finanzierung	258
10	Anhang.....	261
10.1	Prämissen und Annahmen	261
10.1.1	Technische Modellierung.....	261
10.1.2	Betriebswirtschaftliche Modellierung	273
10.2	Beschreibung der Modellierung.....	281
10.2.1	Musterhausen – Bestandsaufnahme der Energieversorgung	281
10.2.2	Langfristige Szenarien für die Netzentwicklung gemäß BMWK-Vorgaben	289
10.2.3	Stromnetztreiber	290
10.2.4	Gasnetztreiber.....	297
10.2.5	Wärmenetztreiber	303
10.2.6	Spartenspezifische Synergien und spartenübergreifende Herausforderungen	311
11	Abbildungsverzeichnis.....	314
12	Tabellenverzeichnis.....	320
13	Abkürzungsverzeichnis	320
14	Literaturverzeichnis.....	323

Kapitel 1

Zusammenfassung
der Studienergebnisse

1 Zusammenfassung der Studienergebnisse

1.1 Wesentliche Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber

Die Novelle des Klimaschutzgesetzes (KSG) vom 15.07.2024 legt die bundespolitischen Ziele zur Klimaneutralität bis 2045 fest. Die Treibhausgasemissionen sollen im Vergleich zu 1990 bis 2030 um mindestens 65 % und bis 2040 um mindestens 88 % reduziert werden, bevor bis 2045 die Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Um diese Zielvorgaben zu erreichen, bedarf es einer sektorübergreifenden Transformation. Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in den Sektoren ist eine entsprechende Weiterentwicklung der Energieinfrastrukturen für Strom, Gas und Wärme notwendig. Die Reduktionsziele für 2030, 2040 und 2045 erfordern, dass dies mit einer hohen Dynamik geschieht.

Das Umfeld der Verteilnetzbetreiber verändert sich kontinuierlich und mit hoher Geschwindigkeit. Dazu zählen beispielsweise die Umsetzung des § 14a EnWG, der Smart Meter Rollout und die Novelle des Gebäudeenergiegesetzes, aber auch die Diskussion um ein neues Energiemarktdesign [1] oder neue Anforderungen aus der Roadmap Systemstabilität [2]. Gleichzeitig entstehen Dynamiken durch steigende Kundenanforderungen, wie beispielsweise die zunehmende Zahl von Netzanfragen, der Wunsch nach schnelleren Netzanschlüssen für Last und erneuerbare Energien sowie die Vorgaben für einen beschleunigten Anbieterwechsel.

Vor diesem Hintergrund wurden im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie II zusammen mit dem Partnerkreis vier Handlungsfelder identifiziert, die schwerpunktmäßig untersucht und diskutiert wurden:

- Finanzierung der benötigten Infrastrukturen
- Weiterentwicklung einer koordinierten Planung im Energiesystem und in den Unternehmen
- Umsetzen der Digitalisierung im Energiesystem und Hebung von netzdienlichen Effekten
- Umgang mit steigenden Ressourcenbedarfen

Der Schwerpunkt wurde dabei auf die Analyse von Herausforderungen und Lösungen für die Finanzierung der benötigten Infrastrukturen gelegt, weil die Transformation des Energiesystems bis 2045 mit hohen Investitionen einhergeht, die die betroffenen Unternehmen in vielen Fällen nicht allein aus eigener Innenfinanzierungskraft stemmen können. Um dies zu untersuchen, wurde ein Muster-netzbetreiber mit den Sparten Strom, Gas und Wärme modelliert, der im Zentrum der Analyse steht.

Es ist wichtig zu erwähnen, dass diese spartenübergreifende Organisation des Unternehmens v. a. bei kleineren und mittleren, vorwiegend städtischen Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu finden ist, während viele Flächennetzbetreiber entweder als reine Strom- oder Gasnetzbetreiber aufgestellt sind. Die Herausforderungen von Netzbetreibern sind sehr heterogen in Deutschland. Gas- oder Stromnetzbetreiber, die über hunderte Kommunen in der Fläche versorgen, sind nur bedingt mit dem eines kleinen städtischen Netzbetreibers zu vergleichen.

Um in der Analyse sowohl Einzelsparten-Unternehmen als auch Mehrsparten-Unternehmen gerecht zu werden, werden die betriebswirtschaftliche Entwicklung der Sparten Strom, Gas und Wärme detailliert dargestellt und in der spartenübergreifenden Analyse der Finanzierung die zentralen Ergebnisse nach Sparten differenziert ausgewiesen. Von der Dimensionierung her wurde also ein eher kleiner bis mittlerer Netzbetreiber mit verschiedenen Sparten in einem Unternehmen genutzt, in der Ergebnisdarstellung aber darauf geachtet, dass auch deutlich wird, wie sich die untersuchten Entwicklungen auf Unternehmen mit nur einer Sparte auswirken.

Hierbei zeichnet sich ab, dass sich im Verhältnis von Transformationsumfang bzw. Transformationsintensität, Anforderungen der Betreiber an Wirtschaftlichkeit und Finanzierung sowie Verbraucherperspektive nach Bezahlbarkeit und Akzeptanz ein Spannungsfeld ergibt, welches über den Ordnungsrahmen austariert und ggf. auch ausgeglichen werden muss.

1.2 Handlungsfeld koordinierte Planung

Eine koordinierte Planung ist essenziell, um wirtschaftliche, technische und strategische Synergien zu nutzen. Wenn unterschiedliche Ebenen unabhängig voneinander planen, entstehen Unsicherheiten, da übergeordnete Akteure oft nicht rechtzeitig über die Bedarfe der unterlagerten Ebenen informiert sind. Dies führt dazu, dass Planungen auf Annahmen beruhen können, die zu einer Fehleinschätzung der Investitionsbedarfe führen bzw. dass eine unvollständige Informationslage vorliegt, die sich erst später als unzutreffend herausstellt. Die Folgen können sowohl Über- als auch Unterdimensionierungen sein, was zu ineffizienter Ressourcennutzung oder ggf. Versorgungslücken führen kann. Im Falle sich aufgrund von Unsicherheit oder zwischen den Medien nicht hinreichend koordinierter Planungstätigkeit ergebender Überdimensionierungen resultieren zu hohe Systemkosten, da zu viel Infrastruktur vorgehalten werden muss. Die Folge sind zu hohe Belastungen für Verbraucher sowie ggf. zu hohe Investitions- und Finanzierungsbedarfe aus Betreibersicht. Im Falle einer planerischen Unterdimensionierung können Netzengpässe entstehen, die aufgrund von beispielsweise Bau- und Lieferzeiten von Komponenten nicht beliebig kurzfristig beseitigt werden können.

Zudem werden Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Planungsebenen häufig unterschätzt, was sich in eingeschränkten Verfügbarkeiten von Energieträgern, Betriebsmitteln, personellen Ressourcen oder Assets sowie in unvorhergesehenen Preisentwicklungen niederschlagen kann. Durch eine koordinierte Planung lassen sich solche Risiken frühzeitig erkennen und gezielt vermeiden, wodurch eine robuste und zugleich effiziente Infrastrukturentwicklung sichergestellt werden kann.

Die koordinierte Planung erfolgt spartenweise, aber basierend auf gemeinsamen Szenarien und iterativ abgestimmt, während integrierte Planung alle Sparten in einem Modell optimiert. Da integrierte Planung derzeit wegen hoher Komplexität und fehlender Daten nicht praktikabel ist, sollte sie aktuell koordiniert und iterativ (vertikal und horizontal) erfolgen. Parallel sollten Grundlagen für eine spätere integrierte Planung geschaffen werden.

Die koordinierte Planung von Infrastrukturen bietet sowohl große Chancen als auch Herausforderungen. Sie ermöglicht eine bedarfsgerechte Entwicklung von Netzen in Abhängigkeit der Verfügbarkeit von und des Bedarfs an Energieträgern und reduziert Ineffizienzen durch Doppelstrukturen. Gleichzeitig sind einer koordinierten Planung durch die bestehenden Unbundling-, Konzessions-

und Wettbewerbsvorschriften auch Grenzen gesetzt. Dies gilt insbesondere dann, wenn verschiedene Unternehmen in die Koordination involviert werden müssen.

In den letzten Jahren sind bereits verschiedene Prozesse entstanden, die eine bessere Abstimmung zwischen den Sparten und auf Systemebene ermöglichen. Dennoch befindet sich die koordinierte Planung vielerorts noch im Anfangsstadium. Insbesondere die vertikale Integration zwischen verschiedenen Planungsebenen ist bislang nicht ausreichend ausgeprägt. Eine flächendeckende, integrierte Planung ist aufgrund unterschiedlicher Entwicklungsgeschwindigkeiten und Datenlücken derzeit nicht realisierbar. Daher ist es v. a. entscheidend, die Koordination bestehender Planungsprozesse weiterzuentwickeln und stärker miteinander zu verzahnen.

Ein wesentlicher Aspekt einer verbesserten Planung ist die Berücksichtigung sowohl horizontaler als auch vertikaler Abhängigkeiten. Während horizontale Abhängigkeiten etwa die Abstimmung zwischen Strom-, Gas- und Wärmenetzen betreffen, spielen vertikale Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Systemebenen eine ebenso große Rolle. Hierbei geht es darum, dass Planungsprozesse auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene besser synchronisiert werden. Auch stellt der Umgang mit Unsicherheiten eine zentrale Herausforderung dar. Da zukünftige Entwicklungen, etwa die Geschwindigkeit der Elektrifizierung oder der Markthochlauf von Wasserstoff, nur schwer prognostizierbar sind, sollte die Planung stärker auf robuste Entscheidungen ausgelegt werden, die flexibel an neue Rahmenbedingungen angepasst werden können.

Eine der größten Hürden für eine verbesserte vertikale Koordination ist die Synchronisierung der gesetzlich definierten Planungsprozesse. Aufgrund unterschiedlicher Zeiträume von zwei bis fünf Jahren für verschiedene Planungsprozesse ist eine iterative Annäherung von Top-down- und Bottom-up-Planung durch mehrfaches Durchlaufen von Prozessen wie Systementwicklungsplanung bzw. der Systementwicklungsstrategie über die Ebenen bis hin zur kommunalen Wärmeplanung nicht möglich. Da eine Beschleunigung dieser Prozesse nicht realistisch ist, bedarf es neuer Mechanismen zur besseren Verzahnung.

Eine Lösung läge in der Erhöhung der Datentransparenz. Ziel dabei sollte sein, die Ergebnisse aus verschiedenen Planungsprozessen systematisch zu erfassen, zu bündeln und den relevanten Akteuren transparent zur Verfügung zu stellen. Durch diese zentrale Datenaggregation könnten Planungsprozesse schneller auf neue Informationen reagieren, wodurch Top-down- und Bottom-up-Perspektiven effektiver aufeinander abgestimmt werden. Wichtig dabei ist, keine neuen Berichtspflichten und damit zusätzlichen Aufwand zu schaffen, sondern bestehende Berichte in geeigneter Form und einheitlichem Layout zusammenzuführen, sodass die Transparenz bestehender Daten effektiv erhöht wird.

1.3 Handlungsfeld Digitalisierung des Energiesystems

Die Digitalisierung der Netze bietet großes Potenzial zur Effizienzsteigerung und dient als Hilfsmittel zur Optimierung des gesamten Energiesystems insbesondere im Stromnetz. Sie ermöglicht eine bessere Auslastung bestehender Netzinfrastrukturen, steigert die nutzbare Netzanschlusskapazität für erneuerbare Energien und trägt damit wesentlich zur Beschleunigung der Energiewende bei. Durch den verstärkten Einsatz digitaler Technologien können Systemkosten reduziert und der Netzausbau gezielt gesteuert und ggf. auch nachhaltig gesenkt werden. Dadurch lassen sich

Investitionsbedarfe optimieren. Insbesondere durch digitale Messtechnik wie Smart Meter lassen sich Netzauslastungen in Echtzeit überwachen und Netzkapazitäten effizienter nutzen. Prognosen der Netzauslastungen können als Basis für marktbasierte Mechanismen und Anreize wie Flexibilitätsmärkte und auslastungsabhängige Netzentgelte dienen. Durch eine optimierte Steuerbarkeit von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen steigen die Möglichkeiten zur Nutzung von Flexibilität im Gesamtsystem. Energiemanagementsysteme werden zur Koordination der Flexibilitätspotenziale erforderlich. Zudem können durch eine verbesserte Datenbasis und die Digitalisierung von Netzan-schlussprozessen Kosten reduziert, Prozesse beschleunigt und die Verbraucherfreundlichkeit ge-steigert werden (siehe Abbildung 1).

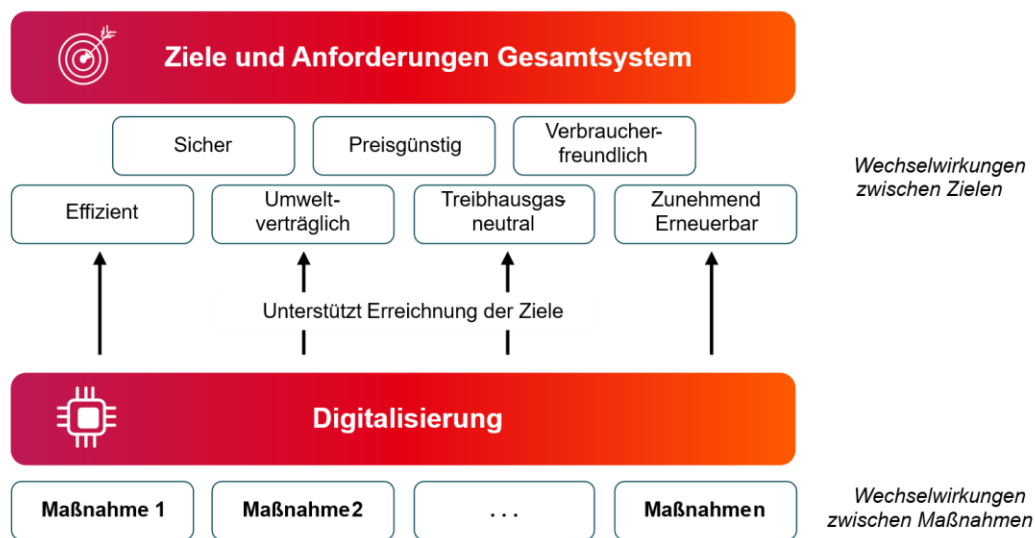


Abbildung 1: Systemischer Nutzen der Digitalisierung

Neben der Effizienzsteigerung durch bessere Steuerbarkeit und Transparenz ermöglicht die Digitalisierung eine Aufwandsreduktion und Beschleunigung von Netzan-schlussprozessen. Die Implementierung intelligenter Steuerungssysteme in Verbindung mit geeigneten Steuer- und Preissignalen verbessert nicht nur die Netzauslastung, sondern erhöht auch die Versorgungssicherheit, indem sie Lastflüsse optimiert und Engpässe minimiert. Damit ermöglicht sie eine bedarfsgerechtere Netz-planung. In Summe können trotz anfallender Kosten für die Digitalisierung (z. B. für Mess- und Steuergeräte, Betreuungsaufwände von Systemen und Spezialisierungsanforderungen) Kosten eingespart werden, was digitale Lösungen zu einem zentralen Instrument für eine wirtschaftlich tragfähige Umsetzung der Energiewende macht. Um diese Vorteile zu nutzen, stehen Netzbetreiber vor diversen Herausforderungen. Die zunehmende Dezentralisierung der Energieerzeugung durch erneuerbare Energien erfordert eine tiefgreifende Transformation der Netze, um Schwankungen auszugleichen und Netzstabilität bei einem erhöhten Anteil Erneuerbarer Energien zu gewährleisten. Gleichzeitig steigen durch die Wärme- und Verkehrswende die Anforderungen an das Stromnetz, da neue Lasten integriert werden müssen. Während digitale Technologien das größte Potenzial zur Bewältigung dieser Herausforderungen bieten, erfordert ihre Umsetzung erhebliche Investitionen und eine enge Koordination zwischen Netzbetreibern, Erzeugern und Verbrauchern.

Wesentliche Bausteine der Digitalisierung des Netzbetriebs sind die Erfassung und Sammlung von Netzzustandsdaten (Sensorik) sowie die Fernübertragung an eine zentrale regelnde Instanz (oft

„Digitaler Zwilling“ genannt), gefolgt von steuernden Eingriffen im Netz (Aktorik) zur Vermeidung von kritischen Zuständen. Durch den laufenden Smart Meter Rollout wird die Ausstattung mit Sensorik und Aktorik signifikant erhöht. Dieser Ansatz ist grundsätzlich vergleichbar mit der Netzführung für die höheren Spannungsebenen, allerdings kommen in der Niederspannung massentaugliche vollautomatische Systeme zum Einsatz, bei denen die erforderliche Sensorik und Aktorik durch den Messstellenbetreiber¹ bereitgestellt wird. Dabei ist zu beachten, dass der Rollout intelligenter Messsysteme auch mit erheblichen Herausforderungen verbunden ist.²

Der Übergang zwischen der Niederspannungs- und höheren Netzebenen wird durch die Ortsnetztransformatoren repräsentiert, die im Zuge der Digitalisierung durch Ausstattung mit Trafo- und Strangabgangsmessungen inklusive Fernübertragung (intelligente Ortsnetzstationen) umgebaut werden. Die gesetzlichen Regelungen, die jeweils durch das BMWK, die BNetzA, das BSI und die Verbände ausdetailliert werden, stellen den aktuellen Ordnungsrahmen für die Digitalisierung der Stromnetze dar.

Die Umsetzung der Digitalisierung beim Stromnetzbetreiber gliedert sich in mehrere Maßnahmen. Ausgangspunkt ist die Schaffung einer standardisierten digitalen Datenbasis, durch die manuelle Eingaben minimiert sowie Personalressourcen entlastet werden und eine beschleunigte, massentaugliche und automatisierte Prozessabwicklung erst möglich wird. Hier kommt der Digitalisierung des Netzzanschlussprozesses über eine digitale Plattform eine besondere Bedeutung zu. Digitale Stamm- und Bewegungsdaten ermöglichen außerdem die Synchronisation mit dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur und sind die Basis für den standardisierten Datenaustausch der Marktpartner untereinander. Hauptabnehmer der digitalen Stamm- und Bewegungsdaten und Herzstück des digitalen Netzbetreibers ist der digitale Zwilling der Niederspannungsnetze, der den Netzzustand in Echtzeit verfolgt, bei Bedarf steuernd eingreift und zusätzlich weitere Berechnungen bspw. zur Netzplanung, Netzzanschlussbewertung und zu Szenario-Analysen vollautomatisch durchführen kann.

Bei der Umsetzung der Digitalisierung des Netzbetreibers in der Praxis zeigen sich wesentliche Herausforderungen, die zu drei Empfehlungen an den Ordnungsrahmen und die Unternehmen führen. Erstens müssen Rahmenbedingungen verbessert werden. Darüber hinaus sollte zweitens der Umgang mit Komplexität methodisch angegangen und drittens der Ressourceneinsatz besser koordiniert werden.

Hinsichtlich einer Verbesserung der Rahmenbedingungen ist es notwendig, dass insbesondere operative Digitalisierungskosten seitens des Ordnungsrahmens bzw. der Regulierung angereizt und vollständig anerkannt werden. Die Berechnungen haben gezeigt, dass die Mehrkosten einer vollständigen Anerkennung für Verbraucher marginal bzw. vernachlässigbar sind, der systemische

¹ Messstellenbetreiber stehen ebenso wie Netzbetreiber vor großen Herausforderungen im Zuge der Transformation des Energiesystems. Auch wenn Netzbetreiber oft die Rolle des zuständigen Messstellenbetreibers innehaben, fokussiert die vorliegende Studie auf die Rolle des Netzbetriebs und analysiert Herausforderungen in der Rolle des Messstellenbetreibers nicht weiter.

² Das BMWK hat im Rahmen des §-48-MsbG-Berichts ausführlich dargelegt, welche Hemmnisse derzeit bestehen – etwa in Bezug auf technische Standardisierung, Datenschutzanforderungen und begrenzte Rollout-Kapazitäten (vgl. BMWK 2024: Digitalisierungsbericht Energiewende).

Nutzen durch realisierbare Einsparungen die kurzfristigen Zusatzkosten für Verbraucher allerdings um ein Vielfaches übersteigt. Im Ergebnis wird durch diese Maßnahme sichergestellt, dass eine Reduktion der Systemkosten durch Optimierung des Netzbetriebs und der Investitionsintensität resultiert, indem konsequent die dafür erforderlichen Maßnahmen der Digitalisierung refinanziert werden können.

Normative Vorgaben sollten nicht zu eng gefasst und Spielräume für Unternehmen geschaffen werden. Innerhalb der Unternehmen müssen Spielräume effizient genutzt und die Digitalisierung proaktiv angegangen werden. Der Umgang mit der nicht nur durch die Anzahl der beteiligten Akteure erheblich gestiegenen Komplexität erfordert sowohl von den regelsetzenden Instanzen als auch von den Unternehmen pragmatische Ansätze mit Blick auf die Integration digitaler Technologien in bestehende Prozesse und Abläufe. Hierzu kann beispielsweise ein schrittweises bzw. stufenweises Vorgehen bei der Implementierung neuer Instrumente unter Einbeziehung von Praxischecks, Pilotprojekten, häufigen Test und regelmäßigen Feedbackschleifen mit allen Betroffenen gehören. Pilotprojekte sollten die Heterogenität der Netzbetreiber widerspiegeln. Das Ziel und der Nutzen und nicht die Umsetzung von Regeln sollten im Vordergrund stehen.

Die dritte Handlungsempfehlung schließlich nimmt Koordination und Kooperation in den Blick: Zur Koordination der Abhängigkeiten der Regelwerke untereinander sollten die regelsetzenden Instanzen stärker zusammenarbeiten und die Marktpartner bspw. über Diskussionsforen oder Fokusgruppen einbeziehen. Innerhalb der Unternehmen erfordert die Digitalisierung, insbesondere die Vernetzung der Datenbestände, eine engere Kooperation aller Organisationseinheiten. Zur ressourcensparenden Analyse des umfangreichen Ordnungsrahmens und seiner Konsequenzen in der praktischen Umsetzung bietet sich eine unternehmensübergreifende Kooperation mit themenspezifischer Aufgabenverteilung an.

1.4 Handlungsfeld steigende Ressourcenbedarfe

Die Empfehlungen im Handlungsfeld „Ressourcen“ für die Energiewende in den Verteilnetzen konzentrieren sich auf drei wesentliche Bereiche: Material, Personal/Dienstleister und Flächen.

Im Bereich Material kann es aufgrund von langen Lieferzeiten und zunehmenden Engpässen bei beispielsweise Kabeln und Transformatoren zu Verzögerungen im Netzausbau kommen. Um diesen Herausforderungen entgegenzuwirken, sind eine langfristige und vorausschauende Planung, die Diversifizierung der Beschaffungsquellen durch die Erschließung neuer Märkte außerhalb Europas, der Aufbau strategischer Lagerbestände und Notfallpläne sowie digitale Tools für die Bedarfsermittlung und das Forecasting von großer Bedeutung. Die Beseitigung von Engpässen bzw. Kostensteigerungen auf den dem Netzbetrieb vorgelagerten Wertschöpfungsstufen kann im Ergebnis zu erheblichen Kosteneinsparungen bei den sehr hohen Investitionsausgaben im Netzbetrieb führen. Staatliche Förderungen, Standardisierungen und Kooperationen mit Lieferanten sowie anderen Netzbetreibern sind ebenfalls wichtig, um Synergien zu nutzen und Skaleneffekte zu erzielen.

Weitere Herausforderungen sind insbesondere der Fachkräftemangel, der Wettbewerb um die Fachkräfte und die eingeschränkte Verfügbarkeit von Dienstleistern. Hinsichtlich des Bereichs Personal und Dienstleister ist es daher notwendig, die Attraktivität von Berufen im Netzbetrieb durch Imagekampagnen, die Förderung technischer Ausbildungsberufe, die Zusammenarbeit mit

Hochschulen sowie die Einführung potenzieller Studiengänge bzw. Lehrstühle zu erhöhen. Flexible Arbeitszeitmodelle, Homeoffice-Angebote sowie Automatisierung in der Netzplanung erhöhen zusätzlich die Attraktivität der Arbeitsplätze. Um die benötigten Kompetenzen aufzubauen und zu erhalten, sind intern klare Verantwortlichkeiten, kontinuierliche Fortbildungsprogramme und gezielte Recruiting-Strategien erforderlich. Extern spielen insbesondere Kooperationen mit Dienstleistern zur temporären oder dauerhaften Übernahme von Aufgaben sowie anderen Netzbetreibern (z. B. in regionalen Clustern) eine wesentliche Rolle, um den Austausch von Fachkräften und gemeinsame Ausbildungsprogramme zu ermöglichen und den Wissenstransfer zu fördern.

Bei der Ressource Fläche stellen in erster Linie die komplexen Genehmigungsverfahren und die eingeschränkte Flächenverfügbarkeit Hürden dar. Aus diesem Grund sind vereinfachte und beschleunigte Genehmigungsverfahren durch Standardisierung und Digitalisierung, eine koordinierte Planung mit anderen Infrastrukturprojekten sowie die Steigerung der Flächeneffizienz durch innovative Technologien und Konzepte entscheidend. Auch hier bieten Kooperationen zwischen Netzbetreibern Lösungen, wie beispielsweise die Möglichkeit zur gemeinsamen Nutzung von Flächen und Dienstleistern sowie der Aufbau neuer Infrastrukturen.

Für einen erfolgreichen Netzausbau im Rahmen der Energiewende bedarf es somit insbesondere einer verstärkten Kooperation zwischen Netzbetreibern, einer umfassenden Digitalisierung der internen Prozesse, gezielter Maßnahmen zur Personalgewinnung und -entwicklung sowie der Vereinachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren.

1.5 Handlungsfeld Finanzierung des Infrastrukturaus- und -umbaus

1.5.1 Transformation, Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit als Zieldreieck

Im Rahmen dieser Studie besteht der Mehrwert darin, dass bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit nicht nur, wie in vielen Systemstudien praktiziert, auf volkswirtschaftliche bzw. allgemeine ökonomische Aspekte abgestellt wird, sondern auch eine betriebswirtschaftliche Analyse entsprechend der bei den betroffenen Stakeholdern vorkommenden Praxis der innerbetrieblichen Rechnungslegung und Finanzierungsrechnung stattfindet und somit eine zentrale Perspektive der Entscheidungsfindung abgebildet wird.

Um die Transformation des Energiesystems erfolgreich zu gestalten, muss der Ordnungsrahmen so weiterentwickelt werden, dass die in Abbildung 2 dargestellten Zieldimensionen im Einklang gehalten werden.

In der ersten Dimension „Energiesystem“ ist neben dem Erreichen der Klimaziele mit Blick auf die Finanzierung v. a. die Optimierung des Investitionsumfangs wichtig. Je genauer und konkreter die Zielwerte und Ausbaubedarfe gefasst werden können, desto besser können der Umfang der Investitionen optimiert und ineffiziente „Überdimensionierungen“ des Netzes als auch der Erzeugung vermieden werden. Maßgeblich beeinflusst wird diese Dimension vom Zielbild, vom zeitlichen Verlauf zur Erreichung des Zielbilds sowie vom Grad der Umsetzung der Maßnahmen für eine möglichst gut koordinierte Planung.

Die Dimension „Betreiberseite“ erfordert Rahmenbedingungen, die einen wirtschaftlichen Netzbetrieb in den einzelnen Sparten und die Finanzierung der benötigten Infrastrukturinvestitionen ermöglichen. Solange wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle für Betreiber nicht gegeben sind, werden Gesellschafter bzw. Investoren nicht bereit sein, ausreichend Eigenkapital bereitzustellen und Banken werden im Rahmen von Finanzierungsprozessen keine Kreditvergaben tätigen. Im Ergebnis führt dies dazu, dass entsprechende Investitionen nicht getätigt werden. Aus Finanzierungssicht ist dabei stets eine Betrachtung der Liquiditätsströme (Cashflows) im Zeitablauf entscheidend.

Verbraucherseitig ist die Bezahlbarkeit ein wichtiges Ziel, um die Akzeptanz für die Veränderungen bei den Netzkunden auch während der Transformation zu gewährleisten.

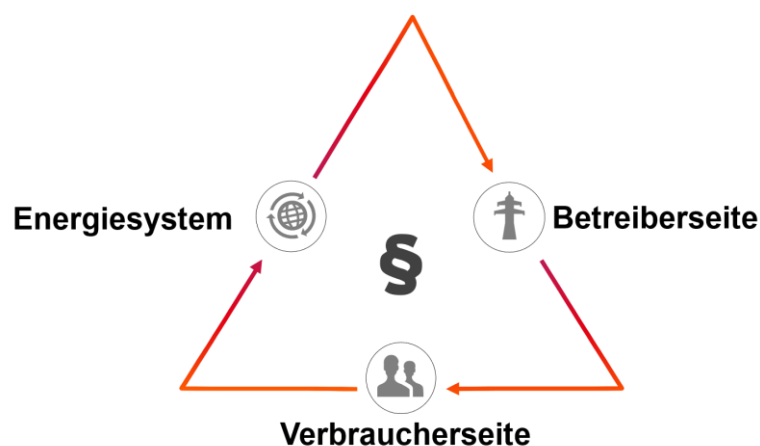


Abbildung 2: Zieldreieck des Ordnungsrahmens

Es zeigt sich, dass sich für alle untersuchten Medien Strom, Gas, Wasserstoff und Wärme ein entsprechendes Spannungsfeld ergibt. Um den notwendigen Investitionsumfang zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele und zur Wahrung der Versorgungssicherheit zu realisieren, müssen die Rahmenbedingungen für Wirtschaftlichkeit und Finanzierung deutlich verbessert werden. Alternativ müssten zur Erreichung einer angemessenen Wirtschaftlichkeit die Preise derart angehoben werden, dass kritisch hinterfragt werden muss, ob Bezahlbarkeit und Akzeptanz noch gegeben wären. Unterstellt man hingegen, dass Preise für Verbraucher nicht beliebig angehoben werden können, muss das Spannungsfeld entweder zu Lasten der Investitionshöhe und somit der Transformationsintensität oder aber der Wirtschaftlichkeit bzw. der berechtigten Betreiberinteressen aufgelöst werden.

1.5.2 Dimension „Energiesystem“: Ausweitungen der Investitionen erforderlich

Die mengenmäßigen Anforderungen an die Transformation des Energiesystems bis 2045 sind durch eine Vielzahl an Studien beschrieben [3, 4, 5, 6]. Trotz unterschiedlicher Ansätze und Annahmen zeigen diese übergeordnet vergleichbare Aussagen in Bezug auf die Entwicklung der Energieinfrastrukturen. Beispielsweise erfordert die starke Elektrifizierung in vielen Bereichen einen umfassenden Ausbau der Stromnetze auf Übertragungs- und Verteilnetzebene; der Aufbau eines Wasserstoffnetzes ist notwendig, um diesen Energieträger für die Dekarbonisierung von

Industrieprozessen und Heizkraftwerken zu nutzen; der Aus- und Aufbau von Wärmenetzen im urbanen Raum bzw. in entsprechenden Eignungsgebieten (z. B. als Umsetzung einer kommunalen Wärmeplanung oder eines BEW-Transformationsplans) kann sinnvoll sein, um die Klimaziele im Wärmesektor zu erreichen.

Um ein konsistentes Zielbild für die Entwicklung des Energiesystems zu definieren, hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im letzten Jahr die Systementwicklungsstrategie (SES) als Prozess im EnWG verankert und im November 2024 erstmalig veröffentlicht [7]. Mit Blick auf die Netzinfrastrukturen Strom, Gas und Wärme besagt das Zielbild der SES Folgendes: Im Stromsektor soll das Übertragungs- und Verteilnetz massiv ausgebaut werden, um die Integration erneuerbarer Energien sowie neuer Verbraucher wie Elektromobilität und Wärmepumpen zu ermöglichen. Für die Wärmeversorgung sieht die Strategie insbesondere im urbanen Raum einen starken Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen vor, um die Dekarbonisierung durch erneuerbare Energien und Abwärmenutzung voranzutreiben. Im Gasbereich liegt der Fokus auf drei Entwicklungsoptionen: Umwidmen, Weiternutzen, Stilllegen. Bei lokalen Wasserstoffbedarfen ist es sinnvoll, wo immer möglich, bestehende Gasinfrastrukturen, die aufgrund des Ausstiegs aus fossilem Erdgas nicht mehr benötigt werden, umzunutzen und damit parallele Infrastrukturen zu vermeiden und Kosten zu senken. Zudem sind Netzbetreiber gefordert, Konzepte für die Weiternutzung von Teilnetzen zu entwickeln, wenn beispielsweise hohe regionale Biomethan-Potenziale eine Perspektive für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb bieten können. Trotz Umwidmung und Weiternutzung wird es in einer Vielzahl von Teilnetzen zu Stilllegungen kommen. Hier ist die Herausforderung, die Stilllegung koordiniert mit der Entwicklung von Alternativen und somit wirtschaftlich verträglich für die sinkende Zahl an Netznutzern zu gestalten.

Für die Untersuchungen der dena-Verteilnetzstudie II wurde das deutschlandweite Zielbild und Mengengerüst der SES auf eine fiktive Musterkommune „Musterhausen“ übertragen, die deutschlandweit in den relevanten Merkmalen den Durchschnitt aller Netzbetreiber abbildende Merkmalsausprägungen aufweist und somit repräsentativ für einen großen Anteil deutscher Kommunen stehen soll. Ziel ist es, anhand von Musterhausen die wirtschaftlichen Auswirkungen am Beispiel eines Versorgers für diese Musterkommune sowie die Preisentwicklung für die Netzkunden in dieser Musterkommune aufzeigen zu können. Aus zahlreichen untersuchten Varianten wurden in dem durch die SES definierten Lösungsraum für die Transformation zwei mögliche Transformationspfade für die Infrastruktur in Musterhausen definiert (in den folgenden Grafiken als Szenario 1 und Szenario 2 bezeichnet³), die sich in Abhängigkeit von der Ausgangslage und der Entwicklung der Bedarfe in Bezug auf Investitionshöhe und Geschwindigkeit der Transformation unterscheiden.

Die sich ergebenden Investitionsbedarfe über alle Sparten sind in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt. Die Entwicklung der Investitionsausgaben verdeutlicht den erheblichen Infrastrukturausbau, der schon in den nächsten Jahren das aktuelle Investitionsvolumen deutlich übersteigt (Investitionen 2024 aus Szenario 1 sind als Referenz in beiden Grafiken angezeigt). Das Volumen ist ansteigend und erreicht sein Maximum in beiden Szenarien in den 2030er Jahren.

Der mit Abstand größte Anteil entfällt auf das Stromnetz, das im Quervergleich mehr als die Hälfte der Investitionen ausmacht. Diese Investitionen gehen nach dem Höhepunkt zurück und

³ Eine detaillierte Herleitung von Szenario 1 und Szenario 2 findet sich in Kapitel 9.2.1.

stabilisieren sich zum Ende des Betrachtungszeitraums. Hintergrund dafür sind lange technische Nutzungsdauern. Das bedeutet, dass der Anstieg zunächst durch Erweiterungsinvestitionen resultiert. Ersatzinvestitionen in bestehendes Anlagevermögen gehen nach erfolgtem Ausbau zunächst zurück.

Auch die Investitionen in die Wärmeinfrastruktur (Fernwärmenetze und Erzeugung) machen einen signifikanten Anteil aus, jedoch in geringerem Umfang als das Stromnetz. Eine zentrale Herausforderung besteht darin, die Finanzierung der erforderlichen Mittel für den Ausbau dieser beiden Sparten sicherzustellen. Investitionen in das Gasnetz sind, auch wenn es nicht weiter ausgebaut sondern in Teilen stillgelegt wird, weiter notwendig, um den sicheren Betrieb zu gewährleisten. Der Zeitpunkt, ab dem Investitionen in eine Wasserstoffinfrastruktur fällig werden, ist stark abhängig von den lokalen Bedarfen bzw. dem Zeitpunkt der gegebenen Kundennachfrage und der Nähe zum geplanten Kernnetz bzw. zu entsprechenden Wasserstofferzeugern bzw. Elektrolyseuren.

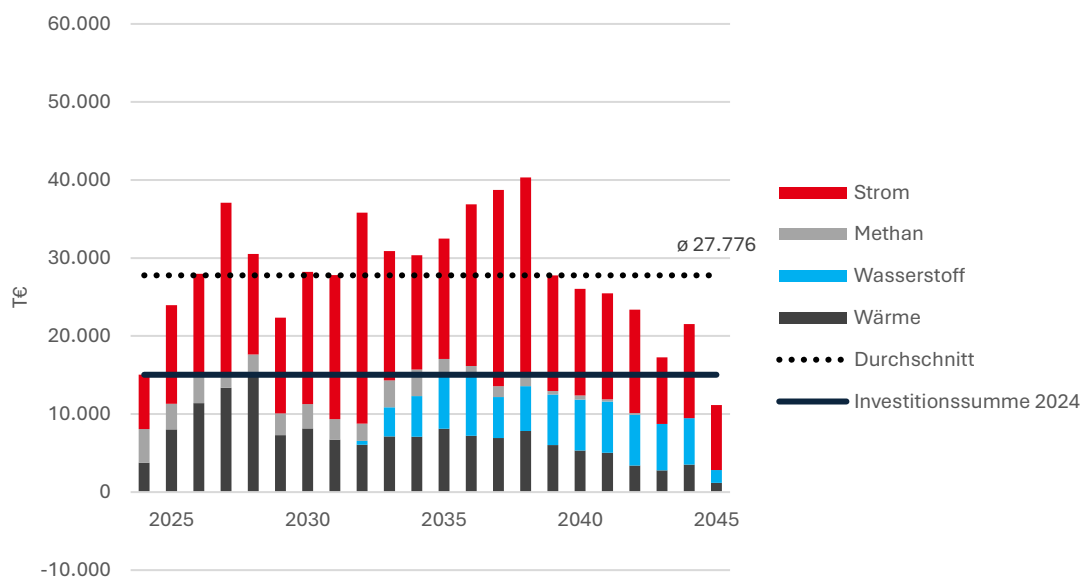


Abbildung 3: Entwicklung der Investitionen bis 2045 – Szenario 1

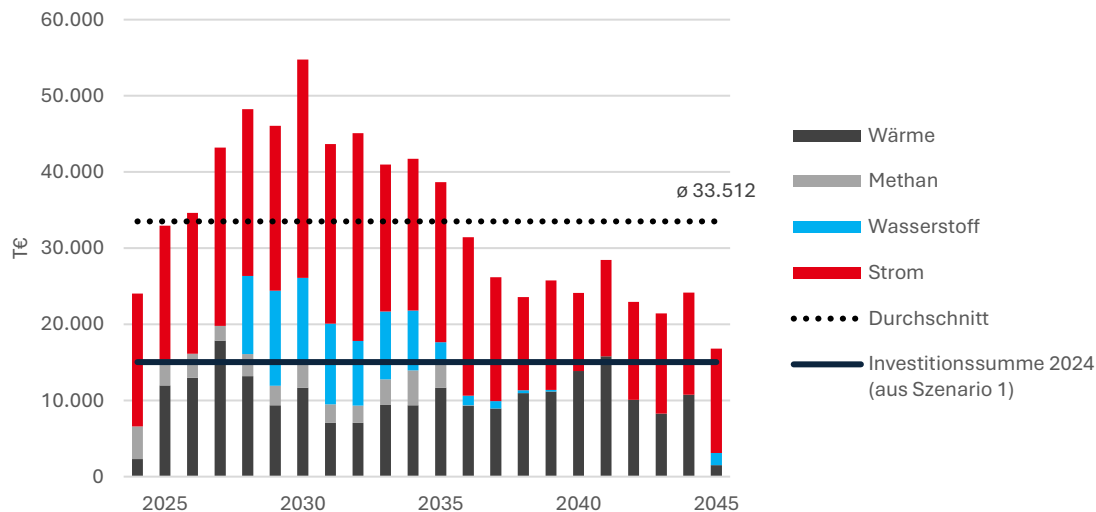


Abbildung 4: Entwicklung der Investitionen bis 2045 – Szenario 2

1.5.3 Dimension „Betreiberseite“: Investitionen übersteigen Innenfinanzierungskraft

Wie die eben dargestellten Investitionsverläufe zeigen, erfordert die Transformation des Energiesystems erhebliche Investitionen v. a. in den Ausbau der Strom- und Wärmenetze sowie die schrittweise Umstellung auf neue Energieträger. Während sich die operativen Erträge der Unternehmen dadurch langfristig verbessern, stellen die hohen Investitionsausgaben insbesondere in den frühen Phasen eine große wirtschaftliche Herausforderung dar. Der Kapitalbedarf für den Ausbau der Infrastruktur steigt über Jahre hinweg kontinuierlich an, bevor sich die Investitionen auszahlen und positive Cashflows generieren. Zur Abbildung unterschiedlicher Investitionsintensitäten wurden zwei Szenarien ermittelt. Der Kapitalbedarf führt in beiden Szenarien zunächst zu einer angespannten finanziellen Situation, da hohe Anfangsinvestitionen nicht durch laufende Einnahmen gedeckt werden können. Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die Verläufe der Cashflows in einer spartenübergreifenden Betrachtung entsprechend den beiden Szenarien auf.

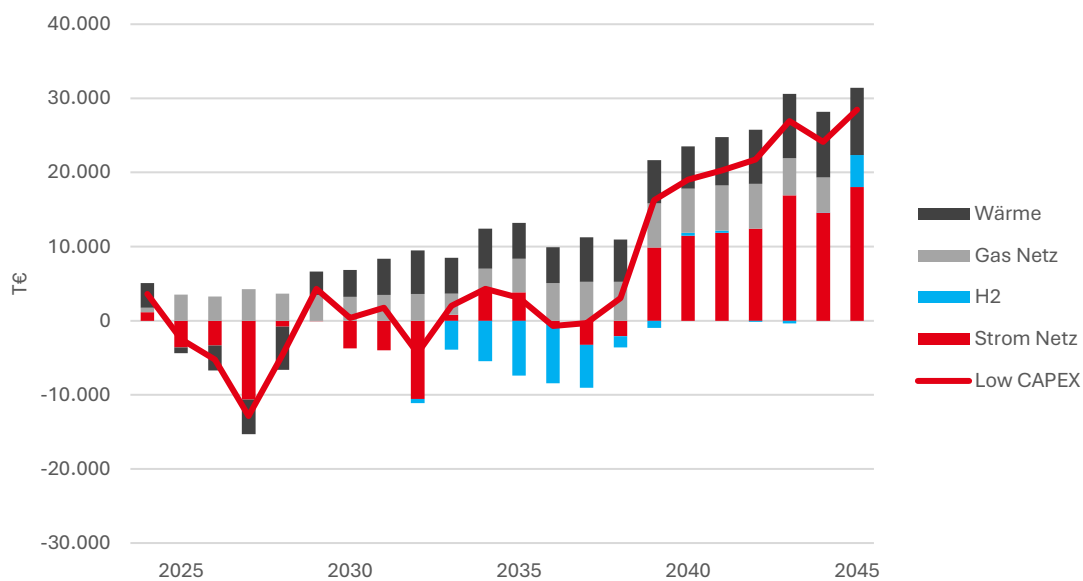


Abbildung 5: Jährlicher Free Cashflow über alle Sparten – Szenario 1

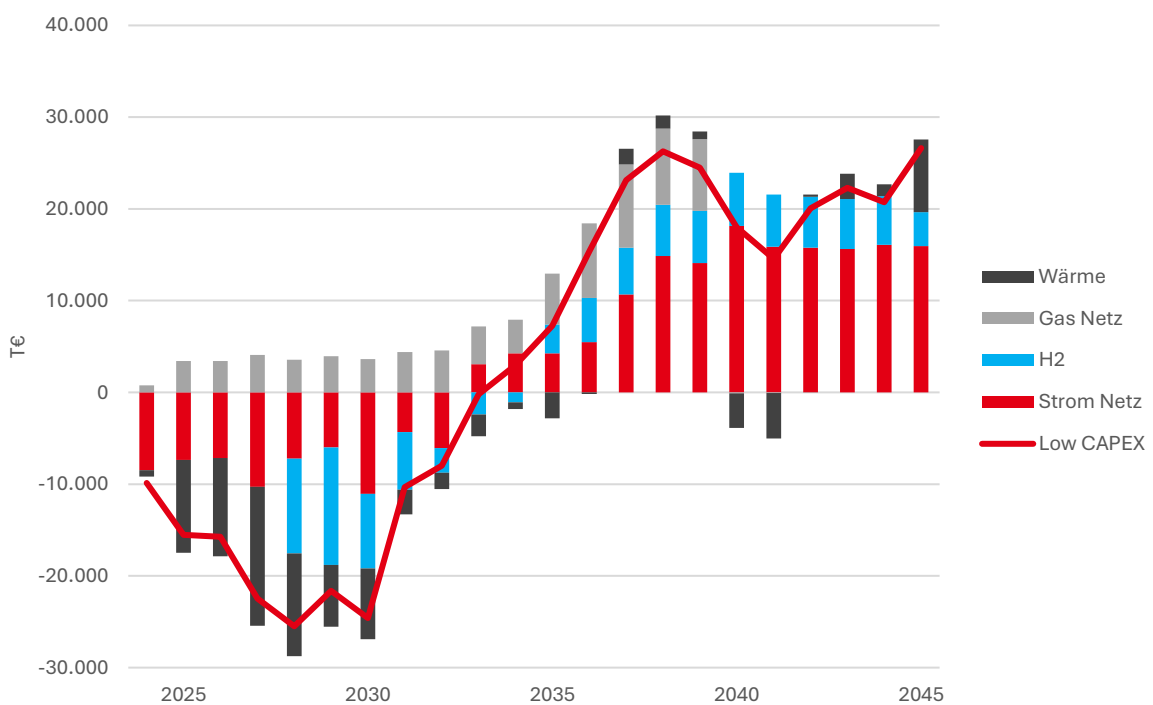


Abbildung 6: Jährlicher Free Cashflow über alle Sparten – Szenario 2

Es zeigt sich, dass Investitionsausgaben vor allem in den frühen Jahren noch nicht vollständig durch die Innenfinanzierung aus laufenden operativen Cashflows getätigt werden können. Insbesondere bei hoher Investitionsintensität muss dem Gesamtsystem signifikant Liquidität über Eigen- bzw. Fremdkapital zugeführt werden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass Aufwendungen bzw. Liquidität für Zinsen, Tilgungen von Krediten und Ausschüttungen an die Gesellschafter hierbei noch nicht berücksichtigt sind.

Besonders herausfordernd ist die Tatsache, dass Investitionen in zentrale Bereiche wie Stromnetz und Wärmeinfrastruktur erst mit zeitlicher Verzögerung bzw. im Zeitablauf zu ausreichenden Erlösrückflüssen führen.

Der Verlauf der Investitionen zeigt, dass im Quervergleich über alle Medien hinweg der überwiegende Teil der Investitionen auf das Stromnetz entfällt. Darüber hinaus sind die Finanzierungserfordernisse maßgeblich auf Investitionen im Bereich Wärme sowie je nach zeitlicher Realisierung zur Deckung der Kundennachfrage nach Wasserstoff (Szenario 2) geprägt.

Der Finanzierungsbedarf in den ersten Jahren stellt somit eine zentrale Herausforderung für die Realisierung der Transformation dar, da die Unternehmen über mehrere Jahre hinweg hohe negative Cashflows verzeichnen und in einem sehr hohen Maße Kapital zuführen müssen. Eine Erholung stellt sich erst mittelfristig ein, da zum einen die Erlösrückflüsse aus dem operativen Betrieb im Zeitablauf gestreckt realisiert werden und zum anderen auch die anfangs hohe Investitionsintensität wieder reduziert werden kann. Dies zeigt, dass trotz langfristig positiver Entwicklungen der kurzfristige Finanzierungsbedarf eine große Hürde für die Unternehmen darstellt und die Maßnahmen des Ordnungsrahmens darauf ausgerichtet sein müssen, diese Liquiditätsperspektive in ausreichendem Maße in den Blick zu nehmen.

Die beiden Szenarien zeigen den Lösungsraum auf, in dem die Transformation stattfinden kann – mit jeweils unterschiedlichen Schwerpunkten und Entwicklungsdynamiken. Während ein schnellerer Ausbau zu höheren kurzfristigen Investitionskosten führt, könnte ein moderaterer Ausbau den Wandel verlangsamen, aber auch die finanzielle Belastung strecken. In beiden Fällen bleibt jedoch die zentrale Herausforderung bestehen: Die Unternehmen müssen große Summen vorfinanzieren, ohne dass diese sofort zu positiven Ergebnissen führen.

Letztlich wird deutlich, dass die Innenfinanzierungskraft der Unternehmen in den untersuchten Fällen nicht ausreicht, um die Transformation eigenständig zu stemmen. Die anhaltend negativen Cashflows in den frühen Jahren der Investitionsphase zeigen, dass zusätzliche externe oder interne Finanzierungsquellen notwendig sind, um die nötige Infrastruktur rechtzeitig auszubauen. Ohne eine Verbesserung der Liquiditätsentwicklung durch verbesserte operative Liquiditätszuflüsse in frühen Jahren, eine Reduktion des Liquiditätsbedarfs durch Reduktion der Investitionen oder aber der Erschließung zusätzlicher Liquidität – sei es durch staatliche Fördermaßnahmen, regulatorische Anpassungen, eine Kapitalzufuhr oder alternative Finanzierungsmodelle – besteht die Gefahr, dass der Transformationsprozess ins Stocken gerät und die notwendigen Maßnahmen nicht im erforderlichen Tempo umgesetzt werden. Voraussetzung für eine Kapitalzufuhr ist jedoch stets, dass für Eigen- bzw. Fremdkapitalgeber bei gegebenem Chancen-/Risikoprofil entsprechende Rückflüsse ermöglicht werden können.

1.5.4 Dimension „Verbraucherseite“: Steigende Netzkosten in allen Sparten

Die Analyse der Netzkosten hat in allen Sparten gezeigt, dass Investitionen und Transformation zu einer stärkeren Belastung der Netzkunden führen können bzw. werden.

In der Sparte Strom steigen unter der Annahme der Beibehaltung des aktuellen Regulierungsrahmens und der Netzentgeltsystematik die Netzkosten für Verbraucher in einer isolierten Betrachtung

lediglich des Verteilnetzes bis zum Jahr 2045 nominal (d. h. mit Inflationierung) um den Faktor 1,5. Unter zusätzlicher Berücksichtigung der Effekte durch Kostensteigerungen in vorgelagerten Netzen kann sich für Verbraucher eine Verdopplung der Netzkosten ergeben. Einer sich aufgrund der Investitionstätigkeit annähernden Verdreifachung der Vermögensbasis (kalkulatorischer Restwert) steht als gegenläufiger Effekt eine Ausweitung des Netzabsatzes gegenüber. Dieser im Vergleich zu anderen Sparten noch moderate Anstieg der Belastung für Verbraucher beruht auf den in der SES abgebildeten Annahmen einer starken Elektrifizierung und damit der Verteilung der Kosten für den Ausbau der Stromnetze auf eine gleichzeitig stark ansteigende Zahl von Netznutzern.

Die aktuelle Debatte um Strompreise für Endkunden, insbesondere für die Industrie, zeigt aber, dass auch ein geringer nominaler Anstieg der Netzentgelte und damit des Endkundenpreises eine substantielle Herausforderung für die Netzkunden darstellt, die Auswirkungen auf Wirtschaftswachstum und Akzeptanz der Energiewende haben kann.

Die Entwicklung der Netzkosten je Nutzer in der Sparte Gas sind in Abbildung 7 dargestellt. Mit Blick auf den Verlauf im Methannetz erkennt man, dass der starke Anstieg aus der Verteilung der Netzkosten auf immer weniger Netznutzer resultiert. Zunächst ist dieser Effekt moderat, nimmt aber in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre deutlich an Dynamik zu. Dieser Effekt resultiert, da sich die Kosten eines sicheren Netzbetriebs in der Gasversorgung nicht proportional zum Rückgang der Absatzmenge entwickeln. Es entsteht eine Dynamik, die das Umlegen der Netzkosten auf die verbleibenden Nutzer spätestens ab diesem Zeitpunkt als nicht mehr praktikabel erscheinen lässt.

Die Entwicklung der spezifischen Netzkosten je Netznutzer für ein Wasserstoffverteilnetz sind unter der Annahme, dass ein Amortisationskonto lediglich für das Kernnetz zur Verfügung steht, ebenfalls in Abbildung 7 enthalten. Da für die Verfügbarkeit von Wasserstoff kein durchschnittlicher Zeitpunkt angegeben werden kann, sind hier die Verläufe für eine frühe und späte Verfügbarkeit gezeigt. In beiden Fällen betragen die Netzkosten rund das Vierfache der heutigen Netzentgelte im Methannetz und bewegen sich damit in einer Größenordnung, die es erforderlich macht, Lösungen für die Bezahlbarkeit seitens der Nutzer zu entwickeln. Auch bei der potenziellen Entwicklung der Netzkosten im Methannetz zeigt sich die Bandbreite möglicher Entwicklungen: Der Umfang, der in ein Gasversorgungsnetz noch zu tätigen Ersatzinvestitionen, hängt stark von den lokalen Gegebenheiten ab und unterliegt in der Praxis einer Bandbreite. Sollten aufgrund der örtlichen Situation und insbesondere des technischen Zustands des Netzes die Ersatzinvestitionen sehr niedrig ausfallen, fällt im Ergebnis perspektivisch der Anstieg der Netzkosten aufgrund der Anwendung der KANU-2.0-Methodik ebenfalls etwas geringer aus. Nichtsdestotrotz werden sich signifikante Anstiege im Zeitablauf einstellen.

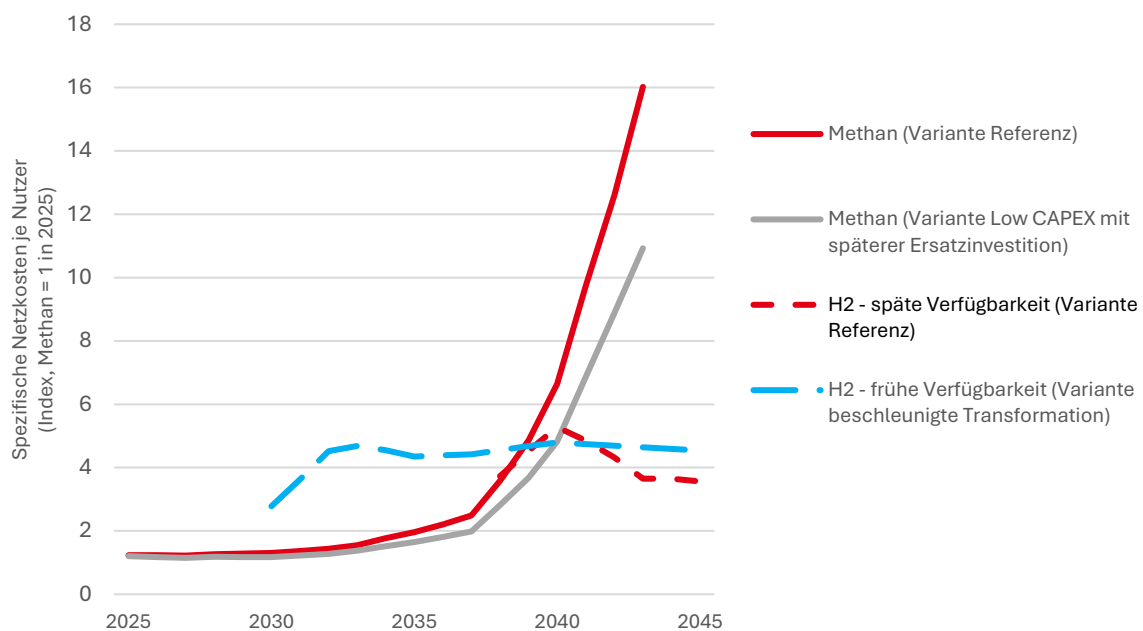


Abbildung 7: Entwicklung spezifischer Netzkosten je Nutzer (normiert auf Methan 2025)

Die Auswirkungen des Ausbaus der Fernwärmeinfrastruktur auf die Fernwärmepreise wurde anhand eines Beispielnetzes mit vergleichsweise niedrigen Investitionskosten in Netzausbau und Erzeugung (Low CAPEX) und einem Beispielnetz mit starkem Netz- und Erzeugungsausbau (High CAPEX) untersucht. Bezüglich der Fernwärmepreise ist anzumerken, dass diese durch Anwendung von Preisgleitklauseln nach AVB-FernwärmeV, Wärmelieferverordnung und damit verbundener Rechtsprechung nur anteilig die reale Kostenentwicklung widerspiegeln und darüber hinaus durch wettbewerbliche Preiselemente gekennzeichnet sind. Vor diesem Hintergrund ist in vielen Fällen bei starker Ausbauaktivität eine Deckung der mit dem Wärmenetzbetrieb verbundenen Vollkosten nicht möglich.

Unter der Annahme einer dauerhaften Fortsetzung der bestehenden Fördermechanismen geht der Fernwärmeausbau lediglich bei den Varianten mit niedriger Investitionsintensität (Low CAPEX-Fall) mit (nominalen) Wärmevervollkosten einher, die unterhalb der inflationierten Entwicklung der Durchschnittspreise liegen und damit aus heutiger Sicht als bezahlbar für Fernwärmekunden angenommen werden können. Die Entwicklung der Wärmevervollkosten im High CAPEX-Fall zeigt, dass sich Wärmevervollkosten ergeben würden, die derart hoch sind, dass entsprechende Preiserhöhungen im aktuellen Ordnungsrahmen nicht möglich wären und diese zudem die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher deutlich übersteigen würden (siehe Abbildung 8).

Dies zeigt, dass eine Fortsetzung der Förderung unabdingbar ist, wenn die energiepolitischen Ziele des Fernwärmeausbaus erreicht werden sollen. Gelingt dies nicht, werden die Betreiber reagieren und sich bei gegebener Zahlungsbereitschaft bzw. -fähigkeit der Verbraucher auf die rentabel bzw. wirtschaftlich darstellbaren Maßnahmen fokussieren. Dies führt jedoch dazu, dass ein deutlich geringerer Anteil investiert werden wird und somit der Ausbau der Fernwärme klar hinter den gesteckten Zielen zurückzubleiben droht.

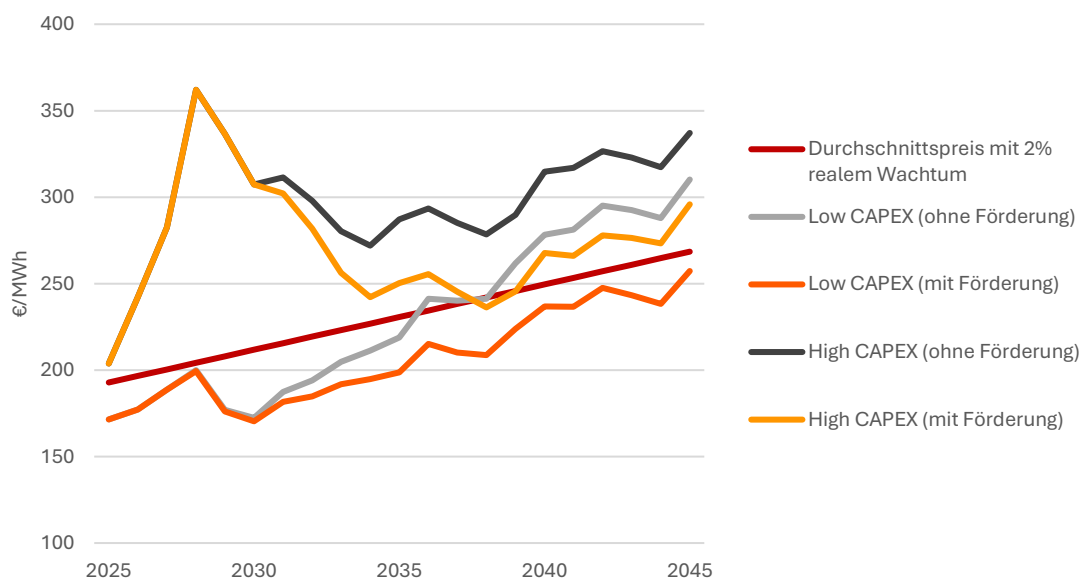


Abbildung 8: Wärmeeinkaufskosten und Durchschnittspreis

Die Analyse der Netzkostenentwicklung zeigt, dass die Transformation in allen Energiesparten zu steigenden finanziellen Belastungen für die Netzkunden führen wird. Während die Belastung durch den Ausbau der Stromnetze aufgrund der steigenden Anzahl an Nutzern vergleichsweise moderat ausfällt, bleibt die Frage der Bezahlbarkeit dennoch kritisch, da selbst geringe Kostensteigerungen erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen haben können. Im Gasnetz führt der Rückgang der Netznutzer mittel- und langfristig trotz der bereits eingeleiteten Maßnahmen (z. B. KANU 2.0) zu einer drastischen Kostenverlagerung auf die verbleibenden Verbraucher, was langfristig nicht tragfähig erscheint. Ebenfalls herausfordernd ist die Entwicklung der Netzkosten für Wasserstoff, da diese ein Vielfaches der heutigen Kosten im Gasnetz betragen und somit ohne gezielte Maßnahmen kaum wirtschaftlich tragbar sein werden. Im Fernwärmebereich zeigt sich, dass unter bestimmten Voraussetzungen eine bezahlbare Entwicklung möglich ist, jedoch insbesondere bei einem großflächigen Ausbau zusätzliche finanzielle Unterstützungen notwendig sind, um den Ausbau im gewünschten Tempo zu realisieren.

Insgesamt wird deutlich, dass steigende Netzkosten in allen Bereichen dazu führen, dass sich steigende Belastungen für Verbraucher ergeben und im Ergebnis die Transformation für viele Netzkunden an wirtschaftliche Grenzen stoßen kann, wodurch die Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen zur Sicherstellung der Bezahlbarkeit immer dringlicher wird.

1.5.5 Handlungsempfehlungen

Um die Finanzierung der notwendigen Netzausbau- und Modernisierungsmaßnahmen sicherzustellen, muss der Ordnungsrahmen gezielt angepasst werden. Die bestehenden Finanzierungsmechanismen reichen nicht aus, um die hohen Investitionsbedarfe zu decken, sodass regulatorische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen weiterentwickelt werden müssen. Die Analyse zeigt, dass es nicht genügt, an einer der Dimensionen anzusetzen oder sich auf einzelne Maßnahmen zu fokussieren. Aufgrund der Größe der Herausforderung ist es vielmehr erforderlich, in sämtlichen Dimensionen anzusetzen und auf mehreren Ebenen umfangreiche Maßnahmen zu ergreifen, die zu einer

Reduktion der Systemkosten und insbesondere der Investitionserfordernisse führen. Des Weiteren muss der Umfang der Transformation und dessen Geschwindigkeit vor dem Hintergrund begrenzter Möglichkeiten zur Anhebung der Preise gegenüber Verbrauchern sowie der ökonomischen Restriktionen für die Betreiber sorgsam austariert werden. Aktuelle Studien von McKinsey, BCG und Aurora Energy Research gehen beispielsweise auch zukünftig von einem langsamer ansteigenden Strombedarf aus als aktuell in der SES, EEG und NEP angenommen. In den Studien werden deshalb verschiedene Hebel zur Kosteneinsparung diskutiert. In der vorausschauenden Netzplanung ist sicherzustellen, dass sich der Netzausbau an einer realistischen Dimensionierung orientiert. Eine Überdimensionierung muss ebenso vermieden werden wie ein „Hinterherhinken“ des Netzausbaus. Ein zentraler Ansatzpunkt und eine Hilfe für die Strukturierung der Ansatzpunkte lassen sich ableiten, indem bezüglich der Finanzierbarkeit die Betreiberperspektive eingenommen wird. Finanzierung bzw. Finanzierbarkeit ist dabei nicht nur über die gesamte Laufzeit einer Investition zu betrachten, sondern muss zur Sicherstellung der Vergütung von laufenden Ausgaben und Lieferanten, aber auch der Bedienung von Zinsen und Tilgungen für Kredite sowie Ausschüttungen an die Eigentümer etc. auch in einer jahresscharfen Betrachtung sichergestellt sein.

In der betrieblichen Rechnungslegung gibt hierzu die Kapitalflussrechnung (Cashflow-Rechnung) eine Strukturierungsmöglichkeit, da sie eine detaillierte Betrachtung der finanziellen Ströme auf Betreiberseite ermöglicht. So ist der operative Cashflow eine gute Kennzahl, um die Liquiditätsflüsse aus dem operativen Betrieb zu messen, und somit ein Maß für die Wirtschaftlichkeit der Netzbetreiber, da er die Ertragskraft des Unternehmens widerspiegelt. Ebenso beeinflusst der Investitions-Cashflow die Finanzierungsfähigkeit, da die Mittelabflüsse für Investitionen in Netzausbau und Erneuerung berücksichtigt und der Innenfinanzierungskraft aus Abschreibungen gegenübergestellt werden. Ist diese Kennziffer negativ, muss dem Gesamtsystem zur „Bezahlung“ der Investitionen Liquidität zugeführt werden. Ergänzend dazu beschreibt der Finanzierungs-Cashflow, in welchem Umfang und zu welchen Konditionen Kapital (Eigen- bzw. Fremdkapital) aufgenommen werden muss und unter welchen Bedingungen dies geschehen kann. Er ist eine gute Kenngröße für das Finanzierungsumfeld.

Diese drei Faktoren – Wirtschaftlichkeit, Investitionen und Finanzierungsumfeld – sind daher maßgebliche Stellhebel und eine strukturgebende Hilfe, wie bzw. an welchen Stellen Maßnahmen für Änderungen am Ordnungsrahmen ansetzen können.

Neben diesen betriebswirtschaftlichen Faktoren auf Betreiberseite spielt, wie oben beschrieben, die Bezahlbarkeit der Energiewende für die Netznutzer eine entscheidende Rolle. Hier muss sichergestellt werden, dass die Kostenbelastung für Kunden tragfähig bleibt und sozial ausgewogen verteilt wird. Abbildung 9 veranschaulicht in dieser Dimension verschiedene Ansatzpunkte und zeigt, an welchen Stellschrauben im Ordnungsrahmen angesetzt werden kann, um eine wirtschaftlich und sozial tragfähige Umsetzung der Energiewende zu ermöglichen. Dabei kann durch den Ordnungsrahmen beispielsweise direkt auf die Preisbildung (z. B. über Leitplanken zur Preisbildung bis hin zu Regulierungsansätzen) eingewirkt werden. Darüber hinaus kann in die Allokation der Kosten zwischen verschiedenen Kundengruppen (z. B. Diskussion zu Industriestrompreisen), der Allokation der Kostenbelastung zwischen Kunden und Staat (z. B. über Zuschüsse zu Netzentgelten/Energiekosten, Fördermechanismen) oder aber der Allokation der Kostenbelastung im Zeitablauf (z. B. über Amortisationskonten) eingegriffen bzw. Einfluss genommen werden.

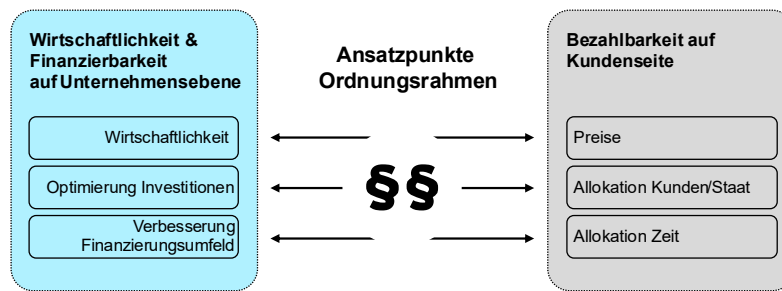


Abbildung 9: Ansatzpunkte für die Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens

Entsprechend den Ansatzpunkten in der obigen Grafik sind die in der Studie entwickelten Handlungsempfehlungen zur Verbesserung von Wirtschaftlichkeit, Finanzierbarkeit und Bezahlbarkeit strukturiert. Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass die Handlungsempfehlungen keinen abschließenden Charakter haben. Zudem sind sie nicht als „Entweder-oder“, sondern als „Sowohl-als-auch“ zu verstehen.

Abbildung 10 gibt eine Übersicht über die Handlungsempfehlungen, bevor sie im Einzelnen detaillierter erläutert werden.



Abbildung 10: Übersicht der Handlungsempfehlungen

1.5.5.1 Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit

Ein Ordnungsrahmen für wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle in allen Sparten

Die volkswirtschaftlich abgeleiteten Transformationspfade für das Energiesystem können nur umgesetzt werden, wenn die Akteure entlang der Wertschöpfungskette tragfähige Geschäftsmodelle vorfinden. Ist dies nicht gegeben, sind Betreiber und deren Gesellschafter nicht bereit, sich entsprechend wirtschaftlich zu betätigen. Dabei ist sicherzustellen, dass bei gegebenem Chancen-

Risikoprofil eine markadäquate und international wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals erzielt werden kann. Da in zunehmendem Maße auch institutionelle Anleger zur Finanzierung der Energiewende und der Infrastruktur beteiligt und erforderlich sind, sind dabei ebenfalls die Verhältnisse am internationalen Kapitalmarkt ausreichend und angemessen zu berücksichtigen.

Die Studienergebnisse zeigen, dass im aktuellen Ordnungsrahmen in vielen Fällen eine ausreichende Wirtschaftlichkeit nicht gegeben ist bzw. wie oben beschrieben, die für einen wirtschaftlichen Betrieb und eine Refinanzierung des vollständigen Investitionsumfangs erforderlichen Preise nicht gegenüber den Verbrauchern durchgesetzt werden können. Hierdurch besteht das große Risiko, dass von Betreiberseite nicht ausreichend Eigenkapital und vom Bankenmarkt Fremdkapital zur Verfügung gestellt werden und im Ergebnis notwendige Investitionen ausbleiben oder verzögert werden.

Um die Transformation zu ermöglichen, muss der Ordnungsrahmen daher so ausgestaltet sein, dass sich in allen Sparten wirtschaftlich tragfähige Modelle mit angemessener Rendite auf das eingesetzte Kapital realisieren lassen. Nur wenn Unternehmen verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen und Betriebskosten haben, können sie langfristig in den Ausbau und die Modernisierung der Netzinfrastuktur investieren, um die energiepolitischen Ziele zu erreichen.

Strom: Anhebung der EK-Zinsen auf ein international wettbewerbsfähiges Niveau

Die Transformation der Energienetze erfordert erhebliche Investitionen, die nicht allein aus dem laufenden operativen Geschäft finanziert werden können. Bis mindestens Mitte der 2030er Jahre zeigen die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen negative Cashflows, sodass eine kontinuierliche Liquiditätszufuhr notwendig ist. Diese kann entweder über Fremdkapital in Form von Krediten oder durch Eigenkapitalzufuhr erfolgen. Da die Finanzierung in der Regel auf Unternehmensebene und nicht ausschließlich für den Netzbereich erfolgt, stehen diese Investitionen zunächst in Konkurrenz zu Investitionsbedarfen in anderen Medien/Segmenten. Die Studienergebnisse zeigen jedoch deutlich, dass sich die Investitionen nur finanzieren lassen, wenn über eine Zunahme der Verschuldung über Fremdkapital hinaus auch zusätzliches Eigenkapital bereitgestellt wird und/oder Gesellschafter teilweise auf Gewinnausschüttungen zur anteiligen Innenfinanzierung verzichten. Im Ergebnis sind aus Betreibersicht auskömmliche Eigenkapitalrenditen im Vergleich zu Alternativinvestments essenziell, um ausreichend Kapital für die Finanzierung des Netzausbaus zu mobilisieren.

Die regulatorisch festgelegten Eigenkapitalzinssätze spielen dabei insbesondere für den Strombereich eine zentrale Rolle, da sie maßgeblich die Attraktivität von Netzinvestitionen für Kapitalgeber bestimmen. Es stellt sich die Frage, ob die bestehenden Zinssätze ausreichend hoch sind, um Investoren zur Bereitstellung von frischem Eigenkapital zu bewegen. Es zeigt sich, dass sich die Risikoprämien und das Delta zwischen risikolosem Basiszinssatz und der resultierenden EK-Verzinsung (Zinsspread) in den letzten Jahren sukzessive reduziert haben. Insbesondere im internationalen Vergleich zeigt sich, dass andere Märkte teils höhere Verzinsungen bieten, was Investitionen in regulierte Infrastruktur in Deutschland weniger wettbewerbsfähig und aus Sicht der Gutachter aktuell nicht ausreichend attraktiv macht. Wenn die regulatorischen Zinssätze zu niedrig angesetzt sind, besteht das Risiko, dass Kapitalgeber alternative Anlagemöglichkeiten bevorzugen, was die notwendige Finanzierung der Netzinfrastuktur gefährdet. Gegenüber dem heute gegebenen Niveau sind somit entsprechende Erhöhungen der Eigenkapitalverzinsung erforderlich. Gleichzeitig ist aber

auch ein kapitalmarktgerechter Fremdkapitalzinssatz festzusetzen, der die Deckung der Fremdkapitalkosten auf Seiten der Netzbetreiber gewährleistet.

Wärme: Schaffung eines langfristig verlässlichen Förderrahmens für Fernwärme

Ein zentraler Baustein für den erfolgreichen Ausbau der Fernwärmeinfrastruktur ist die Schaffung eines langfristig verlässlichen Förderrahmens. Die Ergebnisse zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzausbaus aktuell ohne finanzielle Unterstützung nicht darstellbar ist. Dieser Effekt ist umso stärker, je mehr ein Ausbau des Fernwärmenetzes durch Verdichtung und Erweiterung sowie eine Transformation des Erzeugungsparks hin zu grüner Wärme erforderlich sind.

Das Auslaufen der wichtigsten Förderprogramme im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) sowie die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) stellt die Branche dabei vor erhebliche Finanzierungsprobleme und gefährdet die Umsetzung der energiepolitischen Transformationsziele. Daher ist eine Fortführung oder gar eine Ausweitung bestehender Fördermechanismen essenziell, um die notwendigen Investitionen und somit den Ausbau und die Dekarbonisierung der Wärmenetze sicherzustellen.

Wärme: Prüfung einer Mengenabsicherung für neu zu erschließende Wärmenetzgebiete

Neben der finanziellen Förderung ist der Umgang mit Mengenrisiken eine der zentralen Herausforderungen für Betreiber. Wesentlicher Treiber für die Investitionen in Fernwärme sind einerseits die relevanten Netzinvestitionen sowie andererseits die entsprechenden Investitionen für die Transformation bzw. den Ausbau der Erzeugung. Bei der Planung der Investitionen steht der Netzbetreiber vor folgenden Herausforderungen: Sowohl die BEW-Transformationspläne als auch perspektivisch die finalisierten kommunalen Wärmepläne analysieren Wärmebedarfe und identifizieren Eignungsbiete für Fernwärme. Diese Analyse kann aber nicht das tatsächliche Kundenverhalten und deren Entscheidung zu Zeitpunkt und Wahl der Heiztechnologie berücksichtigen. Es erfolgt viel mehr eine Abschätzung über deren wahrscheinliches oder theoretisch mögliches Verhalten nach Datenlage. Bei geplantem Ausbau der Fernwärme liegen zum Zeitpunkt der Planung und Investitionsentscheidung unterzeichnete Verträge oder Absichtserklärungen der potenziellen Kunden jedoch i. d. R. noch nicht vor.

Im Ergebnis bedeutet dies, dass das Fernwärmeunternehmen bei der Planung der Investitionen zwar von gewissen Wechsel- und Anschlusswahrscheinlichkeiten ausgehen kann. Es bleibt aber dabei, dass keine Rechtssicherheit hinsichtlich der tatsächlichen Realisierung besteht.

Daraus folgt, dass die Entscheidung für die Investition in den Ausbau der Wärme unter Unsicherheit erfolgt und risikobehaftet ist. Vor dem Hintergrund, dass insbesondere die Tiefbaukosten ein maßgeblicher Treiber für die Investitionskosten sind, erscheint es rational, im Zuge einer Baumaßnahme bereits möglichst viele Anschlüsse realisieren zu können. Hierdurch können mehrfache iterative Tiefbauarbeiten vermieden werden.

Dies bedeutet, dass eine Mengenabsicherung für neu zu erschließende Wärmenetzgebiete ein wichtiges Instrument zur Risikobegrenzung darstellen könnte. Da die Kostenstruktur von dekarbonisierten Wärmenetzen zunehmend durch hohe Fixkosten geprägt ist, besteht für Betreiber das Risiko, dass sich geplante Investitionen nicht amortisieren, wenn sich die erwarteten

Anschlussquoten nicht realisieren lassen. Ohne eine gesicherte Abnahme der Wärme können wirtschaftliche Unsicherheiten entstehen, die den Ausbau verlangsamen oder ganz verhindern. Daher sollten geeignete Mechanismen zur Mengenabsicherung geprüft werden, die sicherstellen, dass eine ausreichende Anzahl von Kunden in neue Netze integriert wird. Um das wirtschaftliche Risiko für Netzbetreiber, vor allem bei starkem Ausbaubedarf, zu begrenzen, gibt es verschiedene Instrumente zur Absicherung des Wärmeabsatzes bzw. der Anschlussquote:

- Der zielgerichtete Einsatz von Fördermitteln für verschiedene Heiztechnologien ist ein geeignetes Instrument zur Absicherung der Wirtschaftlichkeit. Bei einem zielgerichteten Einsatz von Fördermitteln wird beispielsweise auf die Förderung von Wärmepumpen in Eignungsgebieten der Fernwärme verzichtet und vice versa.
- Ein Anschluss- und Benutzungszwang ist im Grundsatz bereits im heutigen Ordnungsrahmen möglich und bietet aus Sicht des Betreibers Vorteile. Diesem stehen aus Verbrauchersicht jedoch auch deutliche Nachteile gegenüber. Argumente zur Einführung bzw. zur Absicherung der Wirtschaftlichkeit sowie die Vor- und Nachteile sollten daher im Einzelfall sorgsam abgewogen werden.

Wärme: Weiterentwicklung der Preisbildung in Bezug auf den anstehenden Ausbaubedarf im Fernwärmenetz

Darüber hinaus ist eine Weiterentwicklung der Wärmepreisbildung notwendig, um die Refinanzierung der Netzinvestitionen langfristig sicherzustellen. Die aktuellen Preisstrukturen und die Möglichkeiten zur Weitergabe von Kostenänderungen über Preisgleitklauseln stoßen angesichts des steigenden Fixkostenanteils an ihre Grenzen und reflektieren in vielen Fällen nicht die veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Wärmenetzbereich. Darüber hinaus müssen in Abwägung der Interessenlagen der betroffenen Stakeholder auch Möglichkeiten geprüft werden, Preissteigerungen durchsetzen zu können. Die Wärmepreise müssen im Ergebnis so gestaltet werden, dass sie die langfristigen Investitionen abbilden und gleichzeitig für die Kunden tragfähig bleiben. Eine Anpassung der bestehenden Regulierungsmechanismen könnte dazu beitragen, die finanzielle Stabilität der Netzbetreiber zu sichern, ohne die Akzeptanz der Fernwärme als zentrales Element der Wärmewende zu gefährden. Gelingt dies nicht, werden sich die Betreiber auf die aus ihrer Sicht wirtschaftlich darstellbaren Investitionen fokussieren und die energiewirtschaftlichen Ziele zum Ausbau der Fernwärme werden z. T. deutlich verfehlt.

1.5.5.2 Optimierung der Investitionsbedarfe

Gezielte Investitionen für einen sicheren Netzbetrieb und bedarfsgerechten Ausbau

Die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem erfordert massive Investitionen in die Netzinfrastruktur, da der steigende Anteil erneuerbarer Energien, die Elektrifizierung weiterer Sektoren und die zunehmende Dezentralisierung des Energiesystems zusätzliche Kapazitäten und Anpassungen notwendig machen. Die Studienergebnisse zeigen, dass die erforderlichen Investitionsvolumina die bisherigen Netzinvestitionen deutlich übersteigen und eine finanzielle Herausforderung für Netzbetreiber darstellen. Daher zielen die folgenden Handlungsempfehlungen darauf ab, die zusätzlichen Investitionsbedarfe so klein wie möglich zu halten und zur Optimierung Effizienz- bzw. Einsparpotenziale zu heben. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die

Netzinfrasturktur den Anforderungen eines sicheren Betriebs gerecht wird und die notwendigen Transformationsziele nicht gefährdet werden.

Spartenübergreifend: Umsetzen der Handlungsempfehlungen bezüglich koordinierter Planung und Digitalisierung

In den Abschnitten 3.2 und 3.3 wird dargestellt, welche Maßnahmen erforderlich sind, um die koordinierte Planung und die Digitalisierung des Energiesystems weiterzuentwickeln. Durch eine konsequente Umsetzung dieser vorgeschlagenen Maßnahmen lassen sich Effizienzen heben, die sich positiv auf die Investitionsbedarfe auswirken. Koordination im Rahmen der Planung führt dazu, dass die Infrastruktur entsprechend der Verfügbarkeit und Bedarfe von Energieträgern geplant und Ineffizienzen durch Überdimensionierungen oder nicht aufeinander abgestimmte Kapazitäten in verschiedenen Sparten vermieden werden.

Die Digitalisierung kann eine präzisere Überwachung und Steuerung des Stromnetzes ermöglichen, wodurch ein effizienterer Betrieb erreicht, Investitionen gezielter geplant und optimiert sowie Netzausbaukosten reduziert werden können. Durch datenbasierte Anwendungen lassen sich Engpässe frühzeitig identifizieren, Lastspitzen glätten und bestehende Netzkapazitäten effizienter nutzen, so dass der Netzausbau in vielen Fällen zeitlich verschoben oder sogar reduziert werden kann.

Die Ergebnisse der Analysen im Strombereich zeigen, dass sich die Reduktion des Mengengerüsts der erforderlichen Ausbauinvestitionen nicht proportional in eine Kostenreduktion in gleicher Größenordnung übersetzt, da größere Investitionen wie z. B. Umspannwerke in gleichem Ausmaß notwendig bleiben können. Zudem lässt sich aus den Modellergebnissen ableiten, dass selbst ein hoher Durchdringungsgrad mit Messtechnik aus Finanzierungssicht keine Hürde darstellt. Die Mehrkosten für Verbraucher bei einer vollständigen regulatorischen Kostenanerkennung sind im Verhältnis zum Gesamtvolumen der resultierenden Einsparungen marginal. Eine konsequente Umsetzung ist daher vorteilhaft für Netzkunden.

Die Umsetzung der Empfehlungen für koordinierte Planung und Digitalisierung sind daher auch essenziell, um die Summe der Systemkosten und aus Finanzierungssicht den Investitions-Cashflow zu optimieren.

Strom: Erweiterung des rechtlichen Rahmens für die Berücksichtigung und Anreizung von Flexibilität

Die Erweiterung des rechtlichen Rahmens zur Berücksichtigung und Anreizung von Flexibilität könnte einen wichtigen Beitrag zur effizienten Nutzung der Netzkapazitäten leisten und dazu beitragen, eine übermäßige Dimensionierung der Netzinfrasturktur zu vermeiden. In diesem Zusammenhang sollte geprüft werden, inwieweit der regelmäßige bzw. dauerhafte, aber derzeit noch zeitlich begrenzte Einsatz von Maßnahmen nach § 14a EnWG eine sinnvolle Möglichkeit darstellt, um das Niederspannungsnetz gezielt zu entlasten. Zielstellung könnte es sein, die Netzauslegung nicht mehr auf maximale Lastspitzen auszulegen, sondern Steuerungsinstrumente als dauerhafte Option zu etablieren.

Vorschläge, wie Flexibilitäten besser angereizt und integriert werden können, hat u. a. auch die Deutsche Energie-Agentur in der Studie „Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements“

erarbeitet [8]. Die Studie fordert die Einführung zeitvariabler und lokal differenzierter Netzentgelte, um Anreize für Verbraucher zu schaffen, ihren Stromverbrauch flexibel an die Netzsituation anzupassen und so Engpässe zu vermeiden. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass solche Preisanreize nicht ausschließlich positive Effekte haben: Sie können – insbesondere bei gleichgerichteten Reaktionen vieler Verbraucher – auch zu einer Erhöhung der Gleichzeitigkeit und damit zu neuen Belastungsspitzen im Netz führen. Zudem übersteigen die marktlichen Preisimpulse häufig die netzseitigen Anreize, was eine gezielte Steuerung erschwert. Es kann daher erforderlich sein, marktseitige Anreize gezielt zu kompensieren, um netzverträgliche Flexibilitätsnutzung sicherzustellen.

Zudem soll die Integration flexibler Lasten in den Redispatch ermöglicht werden, wobei ein markt-basiertes Vergütungssystem sicherstellen soll, dass Flexibilität wirtschaftlich attraktiv bleibt. Um die technische Umsetzung zu gewährleisten, sind geeignete Steuerungs- und Kommunikationssysteme sowie die Ausstattung der Netzanschlüsse mit Smart Metern erforderlich. Darüber hinaus wird die Schaffung regulatorischer Rahmenbedingungen für Pilotprojekte empfohlen, um die Praxistauglichkeit und Wirksamkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen zu erproben.

Für die Umsetzung neuer, innovativer Flexibilitätskonzepte sollte auch die Weiterentwicklung der damit verbundenen Kommunikation zwischen den Akteuren mitgedacht werden. Unter Umständen kann über die heutige Marktkommunikation (und Steuerung nach § 14a EnWG) hinaus die Einführung von Datenräumen notwendig werden. Unter Datenräumen sind digitale Infrastrukturen zu verstehen, die den sicheren, standardisierten und souveränen Austausch von Daten zwischen Unternehmen und Organisationen ermöglichen, indem sie Interoperabilität, Datensicherheit und Vertrauen gewährleisten [9].

Strom: Konsequente Umsetzung bestehender Vorschläge für eine bessere Ausnutzung von Netzanschlusskapazitäten

In der besseren Ausnutzung von Netzanschlüssen liegt ein erhebliches Potenzial, um Investitionen in den Netzausbau zu senken.⁴ Der 2024 durchgeführte Branchendialog „Beschleunigung von Netzanschlüssen“, initiiert vom BMWK, hat gezeigt, dass der Netzanschluss von Erzeugungsanlagen, Speichern und Verbrauchsanlagen nicht nur technisch, sondern auch prozessual weiter optimiert werden muss, um die steigende Nachfrage bewältigen zu können [10].

Die im Rahmen dieses Dialogs entwickelten Lösungsansätze sollten daher auch ergänzend zu den in dieser Studie entwickelten Maßnahmen berücksichtigt werden. Eine zentrale Maßnahme in diesem Zusammenhang sind flexible Netzanschlussvereinbarungen, die eine dynamischere und effizientere Nutzung der bestehenden Infrastruktur ermöglichen. Sie erlauben es mehreren Anlagen, sich einen Netzverknüpfungspunkt zu teilen oder Anschlusskapazitäten flexibel anzupassen, um die vorhandenen Anschlusskapazitäten besser zu nutzen, bevor Ausbaubedarfe entstehen.

Methan: Schaffung eines gesetzlichen Rahmens für konsequente Planung der Gasnetztransformation im Verteilnetz

⁴ Eine Untersuchung des BEE zeigt beispielsweise, dass die derzeitige durchschnittliche Nutzung eines Netzverknüpfungspunktes bei Photovoltaikanlagen lediglich 13 Prozent und bei modernen Windenergieanlagen 33 Prozent beträgt und eine gemeinsame Nutzung die Auslastung auf bis zu 53 Prozent steigern könnte [80].

Bezüglich der Transformation der Gasverteilnetze hat die Analyse gezeigt, dass eine vorausschauende und konsequente Planung Systemkosten reduzieren kann, um Investitionsentscheidungen effizient zu steuern und eine wirtschaftlich tragfähige Entwicklung zu ermöglichen. Obwohl die Investitionen in das Gasnetz im Vergleich zur Vergangenheit aufgrund der endlichen Nutzung deutlich rückläufig sind, bleibt die Sicherstellung eines technisch sicheren Netzbetriebs weiterhin essenziell.

Ohne klare regulatorische Leitplanken besteht die Gefahr, dass notwendige Entscheidungen zu Stilllegungen oder Umnutzungen verzögert werden, was zu ineffizienten Investitionen und langfristig sehr stark steigenden Netzentgelten führt. Eine gesteuerte Transformation mit einer Anpassung der Infrastruktur an die Versorgungsaufgabe (z. B. über frühzeitige Stilllegungen oder intelligente Konzepte zur Weiternutzung mit grünen Gasen (z. B. über Biomethancluster)) könnte Investitionsbedarfe reduzieren und langfristig positive Effekte auf die Kostenentwicklung haben.

Ein gesetzlicher Rahmen für eine konsequente Planung könnte dabei helfen, Investitionssicherheit für Netzbetreiber und Transparenz für Netzkunden zu schaffen. Besonders die Umsetzung der Artikel 56 und 57 der EU-Gasrichtlinie 2024/1788 bietet eine mögliche Grundlage für eine koordinierte und planbare Transformation des Gasnetzes. Eine hohe Verbindlichkeit der Planungsergebnisse ist entscheidend, um Fehlanreize zu vermeiden und den notwendigen Strukturwandel effizient zu gestalten. Im Zusammenhang mit der politisch gewollten veränderten Rolle von Erdgas bis zum Jahr 2045 in Deutschland werden immer wieder Fragen eines möglichen Rückbaus nicht mehr benötigter Gasnetze diskutiert. Zur Vermeidung von Unsicherheiten bei Netzbetreibern, Netzkunden und Investoren ist eine gesetzliche Klarstellung erforderlich, dass Leitungen grundsätzlich im Boden verbleiben dürfen und nur in eng auszulegenden Ausnahmefällen (z. B. negative Umwelteinflüsse) ein Rückbau erforderlich ist.

1.5.5.3 Verbesserung Finanzierungsumfeld

Sicherstellung der Finanzierung des Netzaus- und -umbaus durch Kombination von traditionellen Finanzierungsinstrumenten und alternativen Modellen

Die Analyse der Finanzierbarkeit der anstehenden Investitionserfordernisse hat gezeigt, dass die Innenfinanzierungskraft der Netzbetreiber nicht ausreicht, um den notwendigen Aus- und Umbau zu finanzieren. Insbesondere in den Jahren bis Mitte der 2030er Jahre ist eine signifikante Liquiditätszufuhr erforderlich. Diese kann im Grundsatz über Kreditaufnahmen (Fremdkapital), Thesaurierung von Gewinnen oder Bereitstellung von zusätzlichem Eigenkapital über Kapitalerhöhungen der Bestandsgesellschafter bzw. Aufnahme von neuen Gesellschaftern auf Unternehmensebene erfolgen.

Durch finanzierende Banken wird im Rahmen von Kreditvergaben regelmäßig die Tragfähigkeit und die Bonität des Kreditnehmers beurteilt. Dabei kommen in zunehmenden Maße Kennzahlen bzw. Covenants zum Einsatz, die durch die Unternehmen eingehalten werden müssen, da ansonsten eine Überschuldung unterstellt wird und sich entweder Verschlechterungen der Kreditkonditionen (Rating) ergeben oder aber Kreditvergaben nicht erfolgen. Die Analyse hat gezeigt, dass der Umfang der Investitionen im Verteilnetzbereich nicht vollständig über Fremdkapital finanziert werden kann.

Tritt dieser Fall ein, sind weitere Finanzierungsmechanismen erforderlich. Im Grundsatz kann durch direkte Bereitstellung von Eigenkapital die Bilanzstruktur des Netzbetreibers entlastet werden und

es ergibt sich zusätzlicher Spielraum für die Aufnahme weiteren Fremdkapitals. Dies setzt aber die Bereitschaft der Gesellschafter bzw. von Investoren voraus. Hierbei ist, wie oben beschrieben, die Attraktivität des jeweiligen Geschäftsfelds bei gegebenem Chancen-Risikoprofil vor dem Hintergrund alternativer Investitionsmöglichkeiten entscheidend.

Sollte die Aufnahme neuer privater Gesellschafter zur Stärkung der Eigenkapitalbasis der Netzbetreiber nicht möglich sein, ist im Grundsatz auch die Beteiligung der öffentlichen Hand auf Gesellschafterebene möglich. Auf kommunaler Ebene sind Städte und Kommunen häufig schon an den Infrastrukturunternehmen beteiligt. Eine weitere Kapitalerhöhung stößt oft an Grenzen. Möglich wären auch Beteiligungen durch Bund oder Land. Dies zieht jedoch weitere Fragen (z. B. nach § 65 BHO) nach sich.

Eine weitere Möglichkeit zur Entlastung der Bilanzstrukturen kann im Einsatz hybrider Finanzierungsinstrumente oder über geeignete Off-Balance-Lösungen (z. B. SPV-Strukturen, Projektgesellschaften, Leasingmodelle etc.) bestehen. Diese setzen jedoch ebenfalls tragfähige Geschäftsmodelle sowie Gesellschafter voraus, die bereit sind, die Investitionen zu finanzieren.

Weder reine Fremdkapitalaufnahme noch das Thesaurieren von Gewinnen sind Strategien, die allein zur Beschaffung der notwendigen Mittel ausreichen. Neben traditionellen Finanzierungsmodellen sind daher weitere Alternativen zu prüfen.

Traditionelle und alternative Finanzierungsmodelle				
Aktiva		Passiva		Verschuldung
AV Anlage- vermögen	EK Eigenkapital	←	Beteiligungspartner	Entlastung
	Hybrid Eigenkapital	←	Stille Beteiligung	
		←	Mezzanine Finanzierung	
UV Umlauf- vermögen	Fördermittel	←	Invest.Zuschüsse / BKZ	Keine Entlastung
	FK Fremdkapital	←	Schuldscheindarlehen / Anleihen	
		←	Bankdarlehen	
Off Balance Asset Based Finance		←	Projektfinanzierung / Leasing / EK-Partner / Spezialfonds PPPs	Entlastung

Abbildung 11: Übersicht traditioneller und alternativer Finanzierungsmodelle

Abbildung 11 gibt eine Übersicht über traditionelle und alternative Finanzierungsinstrumente. Neue Beteiligungspartner können durch Kapitalzufuhr die Eigenkapitalquote stärken. Es ergeben sich jedoch bei Aufnahme neuer Gesellschafter Rückwirkungen auf Beteiligungsquoten und Einflussrechte, wodurch die Bereitschaft und die Möglichkeiten zur Umsetzung in der Praxis oft eingeschränkt sind.

Eine stille Beteiligung bietet den Vorteil, dass sie nach außen nicht sichtbar ist und zusätzliche Finanzierungsspielräume eröffnet, geht jedoch mit höheren Finanzierungskosten und möglichen Mitspracherechten einher. Mezzanine Finanzierungen, etwa in Form von Genussrechten oder Nachrangkapital, ermöglichen eine flexible Kapitalaufnahme, sind jedoch für institutionelle Investoren weniger attraktiv, von den Zinskosten oft recht teuer und nur begrenzt handelbar. Mezzanin-Kapital

ist daher häufig nur eine additive Komponente und kann allein nicht die Herausforderungen zur Sicherstellung der Finanzierung lösen.

Schuldscheine bzw. Anleihen bieten Zugang zum Kapitalmarkt mit hohen Kreditvolumina und individuell verhandelbaren Bedingungen, erfordern jedoch eine hohe Bonität sowie umfassende Dokumentation. Klassische Bankdarlehen sind durch standardisierte Prozesse leicht zugänglich, setzen jedoch Sicherheiten voraus und können zukünftige Investitionen begrenzen. Sowohl Schuldscheine, Anleihen als auch klassische Bankdarlehen werden bilanziell als Fremdkapital verbucht und belasten die entsprechenden für die Finanzierung relevanten Kennziffern. Wie oben beschrieben, ist deren Einsatz daher nur im Umfang der bei der Tragfähigkeitsanalyse der finanzierenden Banken identifizierten Grenzen möglich.

Projektfinanzierungen schließlich ermöglichen eine auf Ebene des Verteilnetzbetreibers bilanzneutrale Kapitalbeschaffung. Eine Umsetzung setzt jedoch voraus, dass sich eine entsprechende Projektgesellschaft bzw. SPV ausgliedern lässt und Investoren bereit sind, sich an dieser zu beteiligen.

Angesichts der enormen finanziellen Herausforderungen reicht es nicht aus, sich auf einzelne Finanzierungsinstrumente zu beschränken. Vielmehr bedarf es einer Kombination sowie den Einsatz verschiedener Maßnahmen, um den Kapitalbedarf der Transformation abzusichern und dabei eine ausgewogene Balance zwischen Flexibilität, Risikoabsicherung und Investitionsanreizen zu schaffen.

Neben der Bereitstellung von Eigenkapital oder eigenkapitalähnlichen Instrumenten auf Unternehmensebene ergeben sich für die öffentliche Hand weitere Möglichkeiten, die Finanzierungskosten zu senken. Diese Maßnahmen haben zwar nicht unmittelbar Auswirkungen auf die Bilanzrelationen der Unternehmen. Sie können jedoch dazu führen, dass sich die Risikobeurteilung bzw. das Rating auf Bankenebene verbessert und im Ergebnis günstigere Finanzierungsbedingungen erzielt werden können. Dies verbessert auf Unternehmensebene die Gesamtkostensituation und trägt darüber hinaus zu einer Reduktion der Systemkosten bei.

Im Zuge der dena-Verteilnetzstudie II wurden u. a. die folgenden Handlungsoptionen andiskutiert:

Einführung eines Investitionsschutzmechanismus zur Absicherung gegen regulatorische Risiken

Ein solcher staatlicher Schutz könnte verhindern, dass unerwartete regulatorische Änderungen die Wirtschaftlichkeit von Projekten zur Energie- und Wärmewende gefährden. Dies würde Investoren mehr Planungssicherheit geben und die Zurückhaltung bei langfristigen Finanzierungen verringern.

Bürgschaften und Absicherungen von Krediten durch die öffentliche Hand

Durch Garantien kann das Risiko für Banken reduziert und die Zinslast für die Netzbetreiber gesenkt werden. Eine verbesserte Risikoeinschätzung kann dazu führen, dass Banken trotz ungünstiger Bilanzrelationen der Netzbetreiber höhere Fremdmittel bereitstellen.

Günstige Infrastruktur- oder Kommunalkredite von Förderbanken der Länder oder des Bundes

Falls Kommunen Eigenkapital in Form von Gesellschafterdarlehen oder direkten Beteiligungen einbringen, können solche Kredite die Zinskosten zusätzlich reduzieren. Dies könnte die Finanzierungsstruktur für langfristige Infrastrukturprojekte deutlich verbessern.

Ausgestaltung eines Leasing-Modells/Umsetzung des AssetCo-Modells Stromnetze

Das AssetCo-Modell könnte eine vielversprechende Ergänzungsoption zur Finanzierung der dringend notwendigen Investitionen in die Stromnetzinfrasturktur darstellen. Es bietet eine Möglichkeit, den steigenden Kapitalbedarf, insbesondere für hohe Einzelinvestitionen, zu decken, ohne die Bilanzrelationen der Netzbetreiber zu stark zu belasten. Dies ist besonders für Netzbetreiber relevant, die nach HGB bilanzieren, da die in eine AssetCo ausgelagerten Netzvermögenswerte nicht in deren Bilanz erscheinen und die Verschuldungsfähigkeit somit weniger belastet wird.

Die Grundidee der AssetCo besteht darin, eine eigenständige Gesellschaft zu gründen, die Netzvermögen übernimmt, finanziert und den Netzbetreibern in einem Pachtmodell zur Verfügung stellt. Während die Netzbetreiber weiterhin für Betrieb und Wartung verantwortlich wären, könnte die AssetCo als Finanzierungsvehikel fungieren und eine langfristige Kapitalbereitstellung sicherstellen. Durch vertragliche Regelungen würde sichergestellt, dass die Betreiberverantwortung sowie die Investitionsentscheidungen weiterhin bei den Netzbetreibern verbleiben. Eine wesentliche Herausforderung besteht darin, dieses Modell in den bestehenden Regulierungsrahmen zu integrieren und die Anerkennung der Pachtzahlungen in den Netzentgelten sicherzustellen.

Ein solches Modell könnte mehrere Vorteile bieten, insbesondere im Hinblick auf die Stabilisierung der Eigenkapitalquoten der Netzbetreiber und die Entlastung ihrer Verschuldungsfähigkeit. Durch eine Bündelung von Netzassets mehrerer Energieversorger in einer zentralen, möglicherweise staatlich gestützten AssetCo ließe sich eine effizientere Finanzierungslösung schaffen. Die AssetCo könnte sich dabei über verschiedene Kapitalquellen refinanzieren, darunter Fremdkapital, Förderkredite oder Beteiligungen institutioneller Investoren.

Eine Bundesbeteiligung könnte eine Rolle spielen, um Governance-Fragen zu klären, regulatorische Risiken abzusichern und eine langfristige Finanzierungsstabilität zu gewährleisten. Ein weiterer zentraler Aspekt wäre die marktgerechte Festlegung der Verzinsung für Investoren, beispielsweise über Ausschreibungsverfahren durch die Bundesnetzagentur. Die Kapitalverzinsung müsste risikoadäquat und kapitalmarktkonform bestimmt werden, um eine ausreichende Investorennachfrage sicherzustellen. Falls es zu Finanzierungslücken kommt, könnte ein Auktionsmechanismus helfen, um marktgerechte Kapitalkosten zu bestimmen.

Darüber hinaus müsste die Bundesnetzagentur als regulatorische Instanz sicherstellen, dass die Pachtzahlungen angemessen sind, die Werthaltigkeit der Netzassets langfristig gesichert bleibt und eine transparente sowie effiziente Steuerung der AssetCo gewährleistet wird.

Die Einführung einer AssetCo als mögliche Handlungsoption sollte weiter geprüft werden. Dabei wäre zu analysieren, welche regulatorischen Anpassungen erforderlich wären, um das Modell praktikabel und investorenfreundlich zu gestalten. Zudem sollten Governance-Mechanismen entwickelt werden, um eine transparente Steuerung sicherzustellen. Eine sorgfältige Bewertung der Auswirkungen auf den Wettbewerb sowie die langfristige Werthaltigkeit der Netzassets wäre ebenfalls notwendig.

Für eine mögliche Anwendung der AssetCo in der Praxis müsste der regulatorische Rahmen weiterentwickelt werden, sodass die Umsetzung des AssetCo-Modells für einen VNB zu einem angemessenen wirtschaftlichen Nutzen führt, der in einem adäquaten Verhältnis zum Risiko steht. Dabei

sind Chancen und Risiken sorgfältig abzuwägen und im Rahmen einer weiteren Ausgestaltung angemessen zu berücksichtigen.

1.5.5.4 Erhalt der Bezahlbarkeit

Entlastung der Verbraucher durch geringere Systemkosten und gezielte Kostenübernahmen

Die Bezahlbarkeit der Energieversorgung ist ein entscheidender Faktor für die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende. Steigende Kosten könnten die Akzeptanz gefährden und soziale Spannungen erzeugen, weshalb der Ordnungsrahmen so ausgestaltet sein muss, dass die Belastung für Verbraucher tragfähig bleibt. Eine Möglichkeit zur Entlastung besteht in der Reduktion der Systemkosten, etwa durch innovative Netzplanung, Kostensenkungspotenziale im Netzausbau oder eine bessere Nutzung bestehender Infrastruktur. Dies setzt eine entsprechende gezielte Weiterentwicklung des bestehenden Ordnungsrahmens voraus. Gleichzeitig können auch eine gezielte Übernahme von Kostenanteilen durch den Staat oder andere Mechanismen erfolgen, um Härten abzufedern.

Preise haben allerdings auch eine Steuerungswirkung: Sie setzen Anreize für eine effizientere Nutzung der Infrastruktur und können gezielt Transformationseffekte hin zu einem klimaneutralen Energiesystem lenken.

Entscheidend ist daher ein Ordnungsrahmen, der eine Balance zwischen sozialer Verträglichkeit, wirtschaftlicher Effizienz und klimapolitischer Lenkungswirkung schafft. Folgende weitere Handlungsempfehlungen können über die bereits genannten Maßnahmen hinaus dazu beitragen.

Strom: Bessere Synchronisation von Netz- und EE-Ausbau

Eine bessere Synchronisation zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Stromnetzausbau ist essenziell, um Redispatch im Verteilnetz und damit verbundene Zusatzkosten für die Netznutzer zu vermeiden. Derzeit schreitet der EE-Ausbau in vielen Regionen schneller voran als der notwendige Netzausbau, ohne dass der Netzbetreiber hier in irgendeiner Weise steuernd Einfluss auf die Netzdienlichkeit nehmen kann. Ein unverschuldetes Nachlaufen des Netzausbaus ist die natürliche Folge. Der Exogenität dieser Kostenentstehung ist im regulatorischen Rahmen vollumfänglich Rechnung zu tragen, um den Anspannungsgrad der Kapitalbeschaffung der Netzbetreiber nicht weiter zu erhöhen. Dies belastet langfristig die Netzkunden, da die steigenden Kosten für Eingriffe ins Netz über höhere Netzentgelte weitergegeben werden. [11]

Eine weitere Herausforderung ergibt sich aus der Vielzahl der Netzanschlussanfragen, die in manchen Fällen für eine Anlage an verschiedenen Anschlusspunkten gestellt werden [12]. Dadurch entsteht eine Diskrepanz zwischen den gemeldeten Anschlussbedarfen und dem tatsächlichen Netzausbaubedarf, was Planungsprozesse erschwert und zu ineffizienten Investitionsentscheidungen führen kann.

Dieses Problem wird u.a. bereits im „Branchendialog Netzanschluss“ des BMWK diskutiert, wobei Lösungsansätze wie befristete Netzanschlusszusagen oder Schutzgebühren im Raum stehen. Eine gezielte Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen könnte helfen, den Anmeldeprozess

für Netzanschlüsse effizienter zu gestalten und gleichzeitig eine realistischere Planung der Netzinfrastruktur zu ermöglichen.

Da der Netzausbau selbst unter optimalen Bedingungen in bestimmten Regionen nicht schnell genug erfolgen kann, sind ergänzende Maßnahmen erforderlich. Eine bessere Synchronisation könnte erreicht werden, indem regulatorische Anreize für eine stärker koordinierte Planung von Netz- und EE-Ausbau geschaffen werden. Dies könnte beispielsweise über verbesserte langfristige Investitionspläne, überregionale Steuerungsmechanismen oder Anpassungen der Netzanschlussregeln erfolgen.

Zudem könnte die gezielte „Überbauung“ von Netzanschlüssen helfen, Engpässe abzumildern und zeitliche Verzögerungen bei der Netzintegration zu überbrücken.

Um die Bezahlbarkeit der Transformation zu gewährleisten und einen stabilen Netzausbau sicherzustellen, sind weiterführende Analysen und Anpassungen des Ordnungsrahmens notwendig. Eine effektivere Verzahnung der Investitionsentscheidungen für Netze und EE-Erzeugungskapazitäten kann dazu beitragen, langfristige Kosten zu senken und die Transformation des Energiesystems effizienter zu gestalten.

Methan: Entwicklung von Konzepten zur Weiternutzung bestehender Gas-Infrastrukturen

Die Bezahlbarkeit der Transformation der Gasnetze hängt maßgeblich von einer langfristigen und integrierten Netzentwicklungsplanung (sowohl in Fernleitungs- als auch in Verteilnetzen) ab. Während bestimmte Teilnetze perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt oder stillgelegt werden, können bei ausreichenden lokalen Potenzialen andere gezielt für die Einspeisung von Biomethan erhalten bleiben. Eine gezielte Integration von Biomethan in bestehende Netze kann dazu beitragen, Zielvorgaben bei der Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung zu erreichen und bestehende Infrastruktur sinnvoll weiter zu nutzen. Dazu ist es erforderlich, wirtschaftliche Weiternutzungskonzepte für alle Beteiligten zu entwickeln.

Diese intelligente Weiternutzung bestehender Gasinfrastrukturen kann dazu beitragen, wirtschaftliche und strukturelle Risiken im Zusammenhang mit dem Netzanschluss neuer Biomethananlagen zu reduzieren. Sunk Costs in neue Netzanschlüsse für Biomethananlagen bei späterer Stilllegung dieses Netzteils bzw. Lock-in-Effekte, wo die Umwidmung eines Netzteils zu Wasserstoff aufgrund der Einspeisung von Biomethan nicht möglich ist, werden vermieden. Eine mögliche Lösung könnte die Entwicklung von Biomethanclustern sein, bei denen Teilnetze in Regionen mit hohem Biomethanerzeugungspotenzial und bestehender Gasinfrastruktur erhalten bleiben. Besonders in Gebieten mit älterer Gebäudestruktur und begrenztem Sanierungspotenzial kann dies eine wirtschaftlich tragfähige Alternative darstellen. Um eine gezielte und sinnvolle Weiternutzung der Gasnetze zu ermöglichen, sollten daher geeignete Konzepte geprüft und regulatorische Rahmenbedingungen für Biomethancluster weiterentwickelt werden. Dieser Ansatz lässt sich allerdings nur in Einzelfällen anwenden, wenn entsprechende regionale Strukturen mit ausreichendem Erzeugungspotenzial für Biomethan gegeben sind.

Methan: Begrenzung der starken Netzentgeltsteigerungen kurz vor Stilllegung der Gasnetze

Der in den Modellergebnissen gezeigte starke Anstieg der Netzentgelte ab Mitte der 2030er Jahre stellt eine erhebliche Herausforderung für die verbleibenden Gasnetzkunden dar und könnte die Bezahlbarkeit erheblich gefährden. Um die finanzielle Belastung für betroffene Kundengruppen abzumildern, sollten verschiedene Lösungsansätze geprüft werden. Dazu zählen staatliche Zuschüsse, um Netzentgelte ab einem bestimmten Schwellenwert zu stabilisieren, differenzierte Netztarife, die eine gezielte Entlastung sozial bedürftiger Nutzer ermöglichen, sowie eine Umlagelösung, die die Kosten der Transformation gleichmäßiger auf alle Gasnetzkunden verteilt. Zusätzlich könnte ein Fonds- oder Ansparmodell geschaffen werden, um finanzielle Puffer aufzubauen und plötzliche Kostensteigerungen abzufedern. Da der Anstieg der Netzentgelte absehbar ist, ist eine frühzeitige Vorbereitung essenziell, um langfristig tragfähige Lösungen zu entwickeln und den finanziellen Übergang für die betroffenen Netzkunden sozial verträglich zu gestalten.

Wasserstoff: Vorfinanzierung als Instrument des Wasserstoffnetzaufbaus auch im Verteilnetz

In vielen Fällen wird das heutige Gasverteilnetz nicht durch ein Wasserstoffnetz ersetzt werden, da der Energiebedarf zunehmend durch Elektrifizierung oder andere Alternativen gedeckt werden wird. Dennoch gibt es auch im Verteilnetz Konstellationen, in denen eine Umstellung auf Wasserstoff sinnvoll sein kann, etwa in Industriegebieten mit langfristigem Wasserstoffbedarf. Idealerweise kann die vorhandene Infrastruktur genutzt werden, um eine wirtschaftliche und technisch machbare Lösung zu ermöglichen. Dies ist allerdings nicht immer gegeben, insbesondere, wenn die Wasserstoffbedarfe zu einem Zeitpunkt entstehen, zu dem das Gasnetz noch zur Deckung der Wärmebedarfe benötigt wird.

Der Aufbau eines Wasserstoff-Verteilnetzes kann daher auch auf Verteilnetzebene eine zentrale Voraussetzung für die Dekarbonisierung verschiedener Anschlussnehmer sein. Er stellt jedoch eine erhebliche finanzielle Herausforderung dar. Die Analysen zeigen, dass die für die Refinanzierung notwendigen Netzentgelte im Wasserstoffnetz ein Vielfaches der heutigen Methan-Netzentgelte betragen könnten, was die wirtschaftliche Tragfähigkeit für Verbraucher stark beeinträchtigen würde.

Eine mögliche Lösung zur Abfederung dieser finanziellen Belastung stellt ein Amortisationskonto dar, das analog zur Fernleitungsebene eine intertemporale Kostenallokation und eine Deckelung der Netzentgelte ermöglichen könnte. Durch eine vorausschauende Finanzierung ließe sich der Netzhochlauf finanzieren, ohne dass die Netzentgelte kurzfristig untragbar ansteigen. Eine Differenzierung zwischen Fernleitungs- und Verteilnetzebene wäre dabei sinnvoll, da die Risikoprofile der beiden Netzebenen erheblich voneinander abweichen.

Kapitel 2

Studienmethodik und -aufbau

2 Studienmethodik und -aufbau

2.1 Überblick Vorgehensweise

Um zu beschreiben, wie das Ziel Klimaneutralität 2045 erreicht werden kann, hat die Bundesregierung Mitte November 2024 die Systementwicklungsstrategie veröffentlicht [7]. Darin wird ein sektorübergreifend abgestimmter Rahmen definiert, der die Transformation des Energiesystems beschreibt. Ziel der dena-Verteilnetzstudie II ist die Identifikation zentraler Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber bei dieser Transformation sowie die Entwicklung von Handlungsempfehlungen, wie diese Herausforderungen gemeistert werden können.

Bei den Analysen wird einerseits die Unternehmensperspektive der Verteilnetzbetreiber eingenommen und bewertet, welche betriebswirtschaftlichen Anforderungen sich für die Umsetzung des volkswirtschaftlich sinnvollen Zielbildes der Systementwicklungsstrategie ergeben. Darüber hinaus wird auch die Perspektive der Verbraucher eingenommen, um zu analysieren, welche Auswirkungen auf Netzkosten und Preise für die Nutzung der Infrastrukturen sich ergeben.

Dazu wurde in folgenden Schritten eine möglichst repräsentative Musterkommune mit den Sparten Strom, Gas und Wärme aufgebaut und in Bezug auf Herausforderungen und mögliche Lösungsansätze bewertet:

- Modellierung einer archetypischen Musterkommune „Musterhausen“ basierend auf deutschlandweiten Durchschnittswerten (vgl. Abschnitt 2.2)
 1. Simulation der Entwicklung von Musterhausen bis 2045 auf Basis der Netzausbaupläne und Langfristszenarien und Ableitung entsprechender Mengengerüste für die Betriebsmittel (vgl. Abschnitt 2.3.3)
 2. Ableitung von Varianten von Musterhausen zur Analyse spezifischer Herausforderungen von Verteilnetzbetreibern in den einzelnen Sparten (vgl. Abschnitt 2.5)
 3. Betriebswirtschaftliche Analyse der Varianten (vgl. Abschnitt 2.6)
 4. Aufbau eines spartenübergreifenden Finanzmodells und Analyse der Anforderungen zur Finanzierung des Infrastrukturaus- und -umbaus (vgl. Abschnitt 2.7)
 5. Diskussion und Vertiefung übergeordneter Themen in Fachgesprächen mit den Partnern der dena-Verteilnetzstudie II

Neben der modellbasierten Analyse der Unternehmensperspektive wurden übergeordnete Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber, wie koordinierte Planung, Digitalisierung und Ressourcen, identifiziert. Diese wurden in Fachgesprächen im Rahmen der Studie qualitativ mit den beteiligten Unternehmen diskutiert.

2.2 Steckbrief Musterhausen

Die folgenden Tabellen zeigen die wichtigsten Kennzahlen von Musterhausen im Status quo. Die Entwicklung der Zahlen ist in den jeweiligen Varianten in den spartenspezifischen Kapiteln dargestellt.

Tabelle 1: Allgemeine Kennzahlen von Musterhausen im Status quo

	Kennzahl	Menge	Einheit
Einwohner	Musterhausen	100.000	Einwohner
	(Flächennetzbetreiber ⁵)	2.000.000	Einwohner
Gebäude	freistehendes Haus	15.197	Stück
	Doppelhaushälfte	3.379	Stück
	gereihtes Haus	4.586	Stück
	anderer Gebäudetyp	971	Stück
Flächen- nutzung	Wald	144,2	km ²
	Landwirtschaft	135,0	km ²
	Wiese, Gras, diverse Freiflächen	61,9	km ²
	Wohnen	31,3	km ²
	Industrie	4,0	km ²
	Gewerbe	2,9	km ²
	Verkehr	23,2	km ²
	Gewässer	10,3	km ²
	Sonstige	19,0	km ²
PKW	Benzin	36560	Stück
	Diesel	17101	Stück
	Flüssiggas (LPG)	379	Stück
	Erdgas (CNG)	94	Stück
	Elektro	1703	Stück
	Mild-Hybrid	2406	Stück
	Plug-In-Hybrid	1115	Stück

Tabelle 2: Netz-Kennzahlen Musterhausen im Status quo

	Betriebsmittelkategorie	Menge	Einheit
Strom	Hochspannungsleitungen	31	km
	Mittelspannungsleitungen	415	km
	Niederspannungsleitungen	1101	km
	Umspannwerke	4	Stück
	mit HS/MS Transformatoren	8	Stück
	MS/NS Transformatoren	605	Stück

⁵ Alle weiteren Werte nur für Musterhausen dargestellt

Gas	< 0,1 bar	227,6	km
	< 0,1 bis 1 bar	319,3	km
	>1 bis 5 bar	33,4	km
	> 5 bis 16 bar	33,1	km
	> 16 bar	24,3	km
	Gasdruckregelstationen	50	Stück
Wärme	Spitzenlast-Erdgas	28	MW
	Spitzenlast-Biomasse	2	MW
	Kraft-Wärme-Kopplung (Erdgas)	25	MW
	Verteilnetz	41	km
	Transportleitung	7,2	km
	Hausübergabestationen	1600	Stück

Tabelle 3: Energie- und Leistungsbedarf von Musterhausen im Status quo

	Kategorie	Menge	Einheit
Strom	Endenergiebedarf	641	GWh/a
	Leistungsbedarf aus HS-Sicht	170	MW
	Leistungsbedarf aus MS-Sicht	157	MW
	Leistungsbedarf aus NS-Sicht	102	MW
Gas	Endenergiebedarf Erdgas	651	GWh/a
	Endenergiebedarf Biomethan	0	GWh/a
	Endenergiebedarf Wasserstoff	0	GWh/a
Wärme (Low CAPEX)	Endenergiebedarf Spitzenlast-Erdgas	33	GWh/a
	Endenergiebedarf Spitzenlast-Biomasse	2	GWh/a
	Endenergiebedarf Kraft-Wärme-Kopplung	65	GWh/a

2.3 Entwicklung Musterhausen

2.3.1 Allgemeiner Aufbau der Analyse

In diesem Abschnitt wird die methodische Vorgehensweise der technischen Modellierung für die Verteilnetzstudie beschrieben. Ziel ist es, technische Mengengerüste für die Entwicklung der Betriebsmittel und des Anlagevermögens zu entwickeln, die als Grundlage für die Finanzierungsplanung und strategische Investitionsentscheidungen dienen. Abbildung 12 illustriert den Modellierungsprozess und zeigt die einzelnen Schritte von der Analyse des Status quo bis zur Ableitung der technischen Mengengerüste.

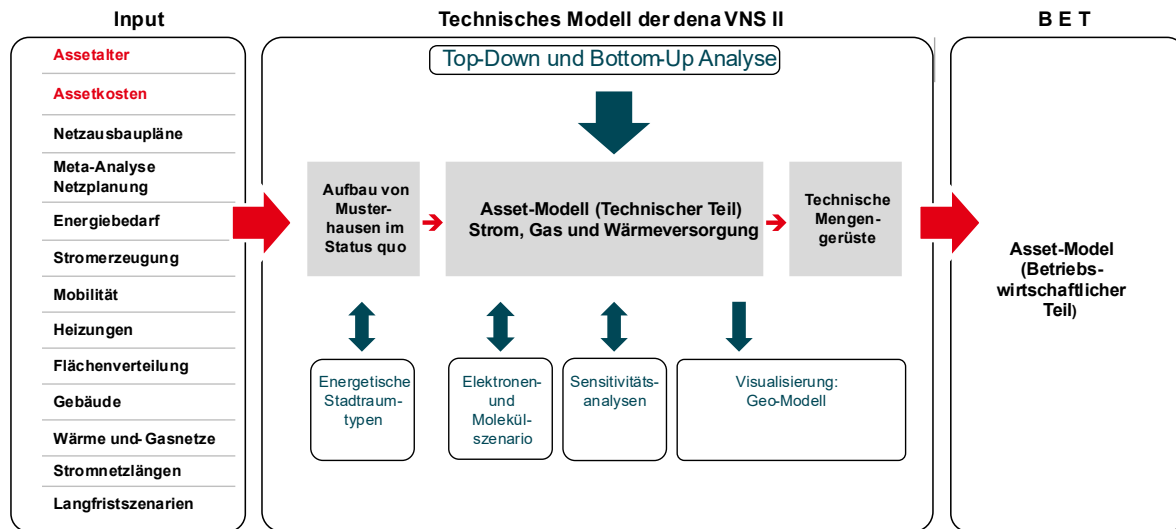


Abbildung 12: Schema des technischen Modells der dena Verteilnetzstudie II

Der Modellierungsprozess beginnt mit einer detaillierten Abbildung des Status quo der Musterkommune Musterhausen. Eine detaillierte Beschreibung aller Annahmen und der Vorgehensweise findet sich im Anhang (siehe Abschnitt 10.2.1).

Die Basisparameter von Musterhausen umfassen demografische und infrastrukturelle Aspekte wie Gebäudearten, Mobilität, Energiebedarf, Flächenverteilung und Netzstrukturen.

Strukturparameter wie Bevölkerungsstruktur, Gebäudedaten und Netzstrukturdaten werden verwendet, um eine realistische Ausgangsbasis zu schaffen. Darauf aufbauend fließen szenariobasierte Rahmenbedingungen wie die Entwicklung des Energiebedarfs, der Hochlauf der Elektromobilität und Veränderungen in Heizungssystemen in das Asset-Modell ein, um die zukünftigen Anforderungen der Energiewende abzubilden. Mit den Partnern dieser Studie abgestimmte Eingangsparameter, wie Assetalter (siehe Abschnitt 10.2.1.6) und Assetkosten, fließen in den Modellaufbau ein, um eine umfassende technische Analyse zu ermöglichen. Sensitivitätsanalysen und Variantenbildung unterstützen die Modellierung, indem sie die Bewertung unterschiedlicher Entwicklungspfade und regionaler Anforderungen (z. B. Unterschiede in ländlichen oder städtischen Strukturen) erleichtern.

Dabei werden verschiedene Parameter wie Energiebedarf, Stromerzeugung, Mobilität, Heizungstechnologien, Flächennutzung, Gebäudedaten, Wärme- und Gasnetzlängen sowie langfristige Szenarien berücksichtigt. Die Datenquellen für diese Parameter umfassen nationale und regionale Statistiken sowie spezifische Datenbanken, darunter AGEb, BNetzA, ENTSO-E, KBA, Zensus und weitere [13, 14, 15, 16, 17]. Die Skalierung erfolgt über das Verhältnis von 1/827, das die Einwohnerzahl der Musterkommune „Musterhausen“ in Relation zur gesamten Einwohnerzahl der Bundesrepublik Deutschland setzt. Dadurch wird eine für Deutschland typische, durchschnittliche Basis für Musterhausen abgeleitet.

Nach der Skalierung erfolgt eine Verteilung der Parameter innerhalb von Musterhausen, die auf energetischen Stadtraumtypen (EST) und weiteren Regionalisierungsfaktoren basiert. Beispiele

sind die Anzahl von Gebäuden pro Hektar oder die Anzahl von PKW je Einwohner. Diese Verteilung erlaubt eine differenzierte Abbildung der Struktur und Anforderungen von Musterhausen.

Das Ergebnis dieser Methodik ist eine skalierte und regionalisierte Verteilung der relevanten Parameter. Diese dienen als Grundlage für die Analyse der Herausforderungen und die Ableitung von technischen Mengengerüsten. Das Vorgehen stellt sicher, dass die Modellierung auf realitätsnahen Daten basiert, die auf die spezifischen Gegebenheiten von Musterhausen zugeschnitten sind.

2.3.2 Zielsetzung der Analyse

Musterhausen ist ein repräsentatives Modell einer typisierten Kommune mit 100.000 Einwohnern. Es dient dazu, typische Herausforderungen und Bandbreiten der Energieversorgung in Verteilnetzen zu analysieren und Lösungen zu modellieren.

Ziele des Vorgehens durch die Modellierung von „Musterhausen“ sind:

1. Repräsentativität: Abbildung einer durchschnittlichen Kommune, die als Medianbeispiel dient (Abbildung 13).
2. Skalierbarkeit: Hochrechnung und Übertragung auf vergleichbare andere Kommunen oder Szenarien.
3. Analyse der Bandbreite: Identifikation von Sensitivität und Darstellung der Variationen innerhalb typischer Versorgungsaufgaben (Abbildung 13).
4. Integration verschiedener Sektoren: Umfassende Betrachtung der Energieversorgung in den Bereichen Strom, Gas und Wärme.
5. Entwicklung von Lösungsansätzen: Modellierung und Bewertung von Maßnahmen zur Verbesserung der Energieversorgung, wie die Nutzung erneuerbarer Energien, Wärmenetze und innovative Technologien.
6. Langfristszenarien: Ableitung von Transformationspfaden bis 2045, die sowohl Elektrifizierungs- als auch Wasserstoffnutzungsszenarien umfassen.

Dargestellt ist eine exemplarische Normalverteilung, welche andeutet, wie sich die Herausforderungen in den Verteilnetzen in Deutschland verteilen. Dabei ist der Erwartungswert das durchschnittliche Einspeise-zu-Lastverhältnis. Dies variiert stark zwischen ländlichen und urbanen Netzgebieten und ändert sich mit der Zeit.

Ziel der Studie ist einerseits die *typischen, repräsentativen Herausforderungen* aber auch die *Bandbreite* dieser darzulegen

Wie kann man beides erreichen?

1

Erstellung einer Versorgungsaufgabe die den Median darstellt
→ Musterhausen

2

Analyse von Sensitivitäten und Darlegung wie die Bandbreite auf Basis dieser Medianbetrachtung aussieht

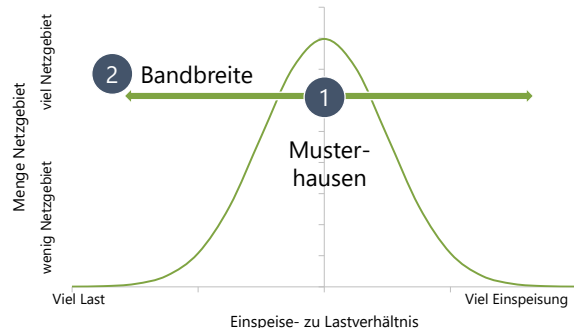


Abbildung 13: Bandbreite der Verteilnetzbetreiber und der resultierenden Untersuchungsherausforderung

Musterhausen wird damit zu einer wichtigen Grundlage, um technische, wirtschaftliche und ökologische Herausforderungen der Energiewende auf kommunaler Ebene zu analysieren und geeignete Strategien zu entwickeln.

2.3.3 Methodische Vorgehensweise nach Sparte

2.3.3.1 Stromnetzinfrastruktur

Ein zentraler methodischer Ansatz der Modellierung ist die Kombination aus Top-down- und Bottom-up-Analyse, um technische Herausforderungen auf unterschiedlichen Ebenen zu betrachten (siehe Abbildung 14).

Der Top-down-Ansatz fokussiert sich insbesondere auf die Herausforderungen der oberen Spannungsebenen sowie auf die übergeordnete Netzperspektive von Musterhausen. Hier werden auch die BMWK-Langfristszenarien (siehe auch Abschnitt 2.4.2) hinzugezogen. Durch die Sicht auf das gesamte Verteilnetz lassen sich strategische Anforderungen und nötige Anpassungen identifizieren, die die Netzbetreiber in den oberen Spannungsebenen besonders betreffen. Hierbei erfolgt unter anderem eine eigene Analyse der öffentlich verfügbaren Netzausbaupläne [18], sowie die Aufbereitung von deutschlandweiten Netzstrukturdaten je Spannungsebene im Verteilnetz.

Der Bottom-up-Ansatz ergänzt diese Perspektive, indem er spezifische Auswirkungen der Verbrauchsstrukturen auf Quartiersebene untersucht. Hier werden beispielsweise im Wärmebereich dezentrale Energielösungen wie die dezentrale Wärmeerzeugung und die Nutzung von Wärmenetzen thematisiert. Diese Betrachtung ermöglicht eine detaillierte Analyse energetischer Stadtraumtypen [19] und die Bewertung lokaler Lösungen auf Quartiersebene.

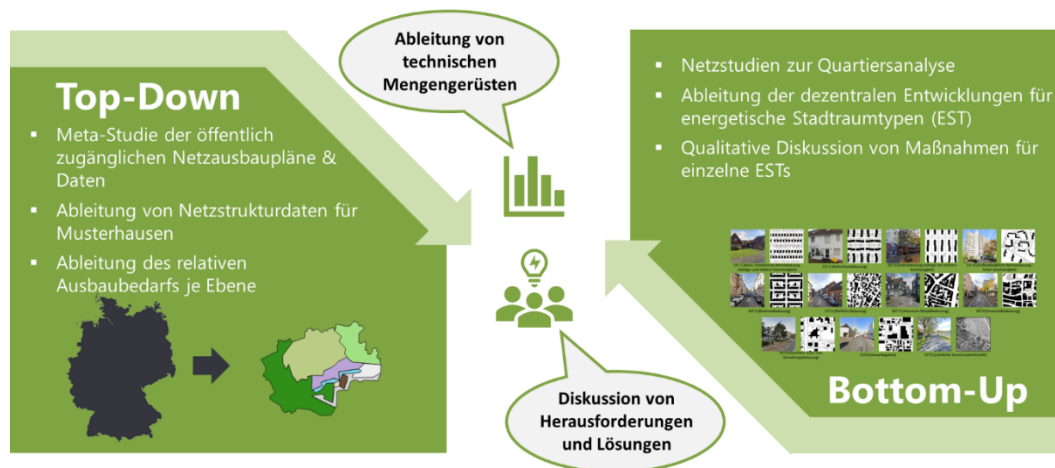


Abbildung 14: Schema des Ansatzes Top-down und Bottom-up zu kombinieren (Strom)

2.3.3.2 Gasnetzinfrastruktur

Abbildung 15 beschreibt den methodischen Ansatz zur Modellierung der Gasversorgung in Musterhäusern, der aus einer Kombination von Top-down- und Bottom-up-Ansätzen besteht.

Im Top-down-Ansatz werden Daten aus nationalen Monitoringberichten, insbesondere von der Bundesnetzagentur, herangezogen, um Netzstrukturdaten und Energiemengen für die Modellregion abzuleiten. Dies umfasst die Analyse der Energieverbräuche auf verschiedenen Druckebenen und die Übertragung auf die spezifischen Gegebenheiten von Musterhäusern. Ziel ist es, ein technisches Mengengerüst zu erstellen, das eine umfassende Übersicht über die benötigte Infrastruktur und deren Kapazitäten bietet [14].

Der Bottom-up-Ansatz fokussiert sich auf die dezentrale Energieversorgung und berücksichtigt dabei die energetischen Stadtraumtypen (EST) von Musterhäusern. Für jeden EST werden dezentrale Energieversorgungslösungen analysiert und mögliche Maßnahmen qualitativ diskutiert. Dies ermöglicht eine differenzierte Betrachtung der Anforderungen und Potenziale einzelner Stadtquartiere.

Die Kombination der beiden Ansätze erlaubt eine ganzheitliche Betrachtung der Energieversorgung. Während der Top-down-Ansatz die Gesamtstruktur und die übergreifenden Mengengerüste betrachtet, bietet der Bottom-up-Ansatz Einblicke in die spezifischen Anforderungen und Lösungen auf Quartiersebene. Durch die Diskussion der Herausforderungen und Lösungen zwischen beiden Ansätzen wird sichergestellt, dass sowohl globale als auch lokale Anforderungen berücksichtigt werden können.

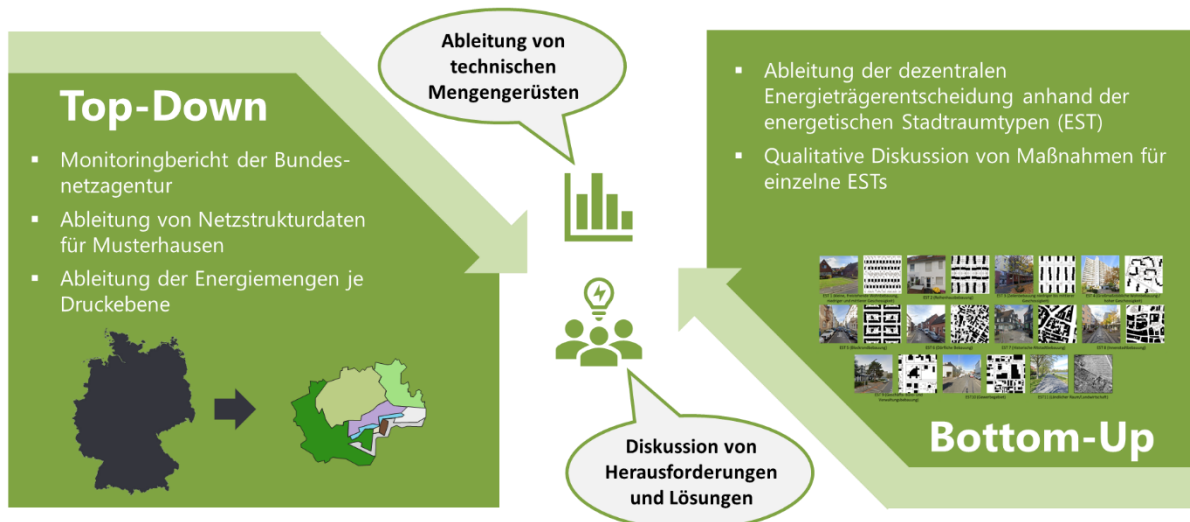


Abbildung 15: Schema des Ansatzes Top-down und Bottom-up zu kombinieren (Gas)

2.3.3.3 Wärmenetzinfrastruktur

Die Modellierung im Wärmesektor für die Musterkommune befasst sich mit verschiedenen Treibern, die für die Transformation und den Ausbau der Wärmeinfrastruktur inkl. der Anlagen entscheidend sind. Hauptquelle für Treiber und Modellierungsansätze ist der AGFW-Hauptbericht, mit welchem die Ableitung von typischen Netzstrukturdaten inkl. Anlagen und Energiemengen für Musterhäusern durchgeführt wurde (siehe Abbildung 16) [20].

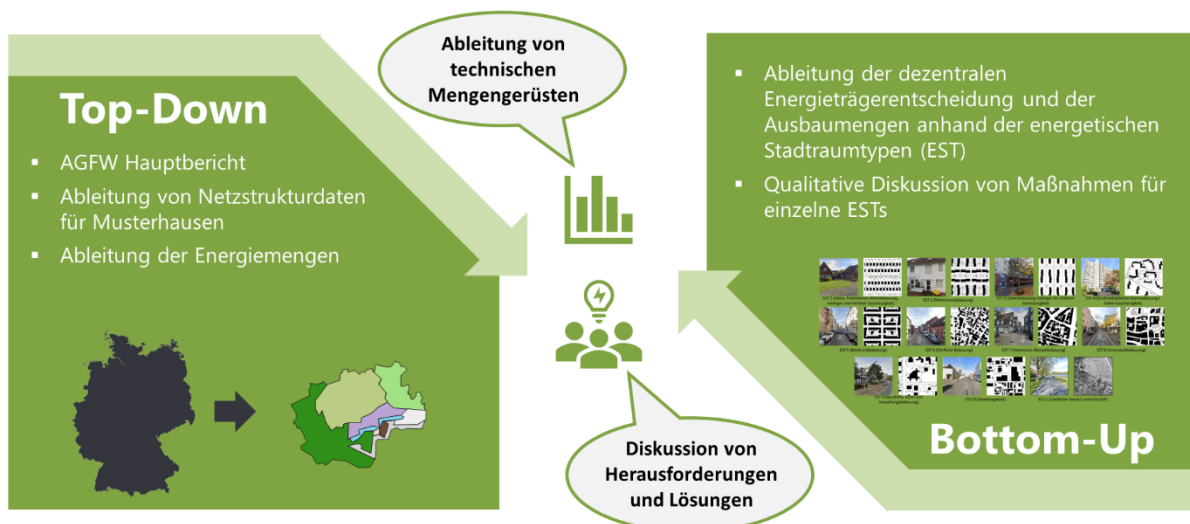


Abbildung 16: Schema des Ansatzes Top-down und Bottom-up zu kombinieren (Wärme)

2.4 Entwicklung der Netzinfrastrukturen in Musterhäusern bis 2045

2.4.1 Allgemeines

Die szenarienbasierte Modellierung der Asset-Entwicklung in Musterhäusern untersucht die Auswirkungen verschiedener Transformationspfade auf die Energieinfrastruktur einer repräsentativen

Kommune. Im Fokus stehen zentrale Treiber und Herausforderungen für die Strom-, Gas- und Wärmenetze.

Betrachtet werden zwei Hauptszenarien:

- **Elektronen-Szenario:** Fokus auf eine umfassende Elektrifizierung aller Sektoren.
- **Molekül-Szenario:** Erneuerbare Gase wie Wasserstoff spielen insbesondere für industrielle Anwendungen und zur Spitzenlastabdeckung in Wärmenetzen eine Schlüsselrolle.

Die Analyse orientiert sich an den BMWK-Langfristszenarien (Details hierzu siehe auch Abschnitt 10.2.2).

Im *Elektronen-Szenario* steht die umfassende Elektrifizierung aller Sektoren im Mittelpunkt. Ein zentraler Baustein der Dekarbonisierung ist der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Photovoltaik und Windkraft im Verteilnetz. Gleichzeitig führt der steigende Energiebedarf durch Wärmepumpen, Elektrolyseure und Elektromobilität zu Lastspitzen, die durch intelligente Netzsteuerung und Lastmanagement abgefedert werden müssen. Ein besonderer Fokus liegt auf dem Netzausbau.

Auf das Gasnetz bezogen geht der Verbrauch durch die flächendeckende Umstellung von Gasheizungen auf elektrische Wärmepumpen sowie Fern- bzw. Nahwärme deutlich zurück. Infolgedessen werden Teile des Gasnetzes schrittweise stillgelegt oder für die Integration von Wasserstoff umgerüstet. Die verbleibende Nutzung konzentriert sich zunehmend auf industrielle Anwendungen oder Übergangstechnologien wie fossile Blockheizkraftwerke.

Weiterhin erhalten Wärmenetze in dicht besiedelten Gebieten eine zentrale Rolle. Die Modellierung der Wärmeversorgung berücksichtigt die sich nach Wärmeplanungsgesetz und Gebäudeenergiegesetz ergebenden Meilensteine zu den Anteilen dekarbonisierter Wärmeerzeuger. Diese erfolgt in der Planung vorrangig durch Großwärmepumpen sowie erneuerbare Energiequellen wie Geothermie und Solarthermie.

Im *Molekül-Szenario* wird erneuerbaren Gasen eine stärkere Rolle zugewiesen. Dennoch bleibt Strom, unter anderen für Elektrolyseprozesse zur Wasserstoffproduktion, die dominierende Energiequelle, was lokal hohe Netzkapazitäten erfordert. Daher ist auch in diesem Szenario ein gezielter Ausbau erneuerbarer Energien notwendig, um eine stabile Versorgung der Elektrolyseure und anderer Verbraucher sicherzustellen.

Wasserstoff ersetzt für ausgewählte Anwendungsfälle schrittweise Erdgas und wird in bestehende Gasnetze integriert, sofern eine entsprechende Umrüstung möglich ist. In Regionen mit hoher Wasserstoffnachfrage, insbesondere in Industriegebieten, entstehen neue Wasserstoffinfrastrukturen. Zusätzlich kann Biogas vor allem in ländlichen Regionen als ergänzende Energiequelle dienen.

Die Wärmeversorgung wird hier in begrenztem Umfang durch Wasserstoff-Brennwertgeräte und wasserstofffähige Blockheizkraftwerke in Wohngebäuden ergänzt. In dicht besiedelten Gebieten bleibt der Ausbau von Wärmenetzen relevant, wobei Wasserstoff zunehmend in die Wärmeversorgung integriert wird.

In der weiteren Analyse von zentralen Treibern wird aufgezeigt, dass die Last im Stromnetz durch den verstärkten Einsatz von Elektromobilität, Wärmepumpen und Großverbrauchern wie Elektrolyseuren weiter ansteigt (Details siehe Abschnitt 6.1 und 10.2.2). Gleichzeitig erfordert die Integration von erneuerbaren Energien eine Erhöhung der Netzkapazitäten.

Im Gasnetz führt die sinkende Nachfrage in Folge von Gebäudesanierung und Umstellung auf Wärmepumpen zu einem Transformationsbedarf – sowohl für die Integration von Wasserstoff als auch für die Stilllegung nicht mehr genutzter Netzteile (Details siehe Abschnitt 7.1 und 10.2.4).

Wärmenetze müssen verstärkt erneuerbare Wärmequellen wie Solarthermie, Geothermie und Abwärme einbinden, da sie insbesondere in dicht besiedelten Gebieten eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung übernehmen. Zu den größten Herausforderungen zählen die hohen Investitionskosten und die Notwendigkeit, eine ausreichende Anschlussquote sicherzustellen (Details siehe Abschnitt 8.1 und 10.2.5).

2.4.2 Übertragung der Langfristszenarien auf Musterhausen

Um die Auswirkungen der Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz [21] auf den Betrieb von Verteilnetzen zu analysieren, wurden die deutschlandweiten Entwicklungspfade bzw. Hochlaufzahlen mithilfe eines einwohnerbezogenen Verteilungsschlüssels auf die Referenzkommune Musterhausen mit 100.000 Einwohnern skaliert. Dieser methodische Ansatz ermöglicht die Übertragung der bundesweiten Prognosen auf eine typische Versorgungsregion und erlaubt realistische Einschätzungen zur zukünftigen Entwicklung auf lokaler Ebene.

Musterhausen dient in dieser Studie als Modellkommune, um die energiepolitischen Zielsetzungen der Langfristszenarien praxisnah zu veranschaulichen und deren Auswirkungen auf das Verteilnetz detailliert zu untersuchen.

Im weiteren Verlauf werden die zentralen Entwicklungen bis zum Zieljahr 2045 dargestellt, mit einem besonderen Fokus auf den Bereichen Mobilität, Wärme- und Stromversorgung. Grundlage dieser Betrachtungen sind die im Jahr 2024 veröffentlichten Szenarien Elektronen (O45–Strom) und Moleküle (O45–H₂).

Wandel der Mobilität in Musterhausen

Im *Elektronen-Szenario* steht die vollständige Elektrifizierung des Verkehrssektors im Fokus, was zu einem kontinuierlichen Anstieg der Anzahl batterieelektrischer Fahrzeuge (BEV) führt. Während in den frühen Jahren noch konventionelle Antriebsarten dominieren, verschiebt sich das Verhältnis im Zeitverlauf zunehmend zugunsten elektrischer Antriebe. Diese Entwicklung trägt maßgeblich zur Umsetzung einer klimaneutralen Mobilitätsstrategie bei.

Das *Moleküle-Szenario* verfolgt hingegen einen technologieoffenen Ansatz, bei dem verschiedene Antriebstechnologien parallel gefördert werden. Auch hier steigt der Anteil an BEV im Laufe der Zeit, jedoch bleibt das Antriebsportfolio diversifizierter. Insbesondere Brennstoffzellenfahrzeuge spielen eine größere Rolle, wodurch eine breitere technologische Aufstellung der Fahrzeugflotten gewährleistet wird. Speziell im Schwerlastbereich werden eFuels und im Molekülszenario auch Wasserstoff einen hohen Stellenwert besitzen.

Die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors hat direkte Auswirkungen auf die Energieinfrastruktur in Musterhausen. Der steigende Strombedarf erfordert den gezielten Ausbau sowie die Anpassung des lokalen Stromnetzes. Gleichzeitig eröffnet die verstärkte Nutzung von Brennstoffzellentechnologien neue Möglichkeiten für den Aufbau einer ergänzenden Wasserstoffinfrastruktur.

Wandel der Wärmeerzeugung in Musterhausen

Zur Analyse der elektrischen Wärmeerzeugung wird ebenfalls auf die Langfristszenarien mit unterschiedlichen technologischen Ansätzen Bezug genommen. Beide Szenarien bevorzugen in Zukunft direkte elektrische Heizsysteme, dezentrale Wärmepumpen sowie zentral betriebene Wärmenetze.

Im *Elektronen-Szenario* steigt die elektrische Wärmeerzeugung deutlich an, insbesondere durch den verstärkten Einsatz dezentraler Wärmepumpen. Diese tragen maßgeblich zur Gesamtleistung bei und übernehmen eine zentrale Rolle in der Wärmeversorgung. Das *Moleküle-Szenario* zeigt eine moderatere, aber kontinuierliche Entwicklung. Auch hier stellen Wärmepumpen den dominierenden Technologiepfad dar, jedoch mit einem geringeren Wachstum als im Elektronen-Szenario.

Der Vergleich beider Szenarien verdeutlicht, dass eine konsequente Elektrifizierung zu einer stärkeren Dynamik in der Entwicklung der elektrischen Wärmeerzeugung führt. Gleichzeitig bleibt die zentrale Rolle dezentraler Wärmepumpen in beiden Szenarien unangefochten. Diese Entwicklung hat weitreichende Auswirkungen auf die Energieinfrastruktur von Musterhausen. Der steigende Strombedarf erfordert eine gezielte Modernisierung und den Ausbau des lokalen Stromnetzes, während der sinkende Gasverbrauch eine Neuausrichtung der Gasinfrastruktur notwendig macht. Wasserstoff könnte als ergänzender Energieträger an Bedeutung gewinnen, insbesondere zur Unterstützung zentraler Wärmenetze.

Wandel der Stromerzeugung im Verteilnetz von Musterhausen

Zukünftig dominieren Photovoltaik- (Aufdach- und Freiflächenanlagen) und Windkraftanlagen den Ausbau des Erzeugungsportfolios in Musterhausen. Während großflächige Anlagen überwiegend in der Hochspannungsebene integriert werden, kommen kleinere PV-Anlagen primär in Mittel- und Niederspannungsnetzen zum Einsatz. Biomasse- und Wasserkraft spielen aufgrund konstanter Leistungswerte nur eine untergeordnete Rolle.

Die beiden Szenarien zeigen deutliche Unterschiede in der Rolle von Wasserstoff. Während im *Elektronen-Szenario* die Rückverstromung (Gas-to-Power) an Bedeutung gewinnt, wird Wasserstoff im *Moleküle-Szenario* vorrangig industriell genutzt.

Generell kann die Aussage getroffen werden, dass die Realisierung einer klimaneutralen Stromversorgung bis 2045 einen signifikanten Ausbau erneuerbarer Kapazitäten erfordert. In den kommenden zwei Jahrzehnten muss sich die installierte Leistung mindestens verdrei- bis vervierfachen.

Die wachsende Einspeisung erneuerbarer Energien führt zu vermehrten Netzengpässen und macht den gezielten Ausbau sowie die Modernisierung der lokalen Netzinfrastruktur erforderlich. Gleichzeitig erfordert die Energiewende Anpassungen der Gasnetze und den verstärkten Einsatz von Wasserstofftechnologien. Auch hybride Systeme im Wärmesektor, die erneuerbare Elektrizität mit alternativen Energieträgern kombinieren, gewinnen an Bedeutung.

Energiemengenentwicklung in Musterhausen

Alle beschriebenen Entwicklungen beeinflussen die Energiemengenverteilung in Musterhausen bis 2045, insbesondere für die Energieträger Strom, Erdgas/Methan, Wasserstoff und Fernwärme in den beiden Szenarien Elektronen und Moleküle (siehe Abbildung 17).

Im *Elektronen-Szenario* nimmt die Bedeutung von Strom als primärer Energieträger kontinuierlich zu, während der Anteil von Erdgas/Methan sukzessive sinkt. Wasserstoff und Fernwärme bleiben auf einem vergleichsweise geringen Niveau und zeigen nur moderate Zuwächse.

Im *Molekül-Szenario* verteilt sich die Energieversorgung auf mehrere Träger. Während Strom weiterhin eine zentrale Rolle spielt, bleibt der Anteil von Erdgas/Methan höher als im Elektronen-Szenario. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung von Wasserstoff deutlich stärker zu, was auf eine größere Rolle dieses Energieträgers hinweist. Auch die Fernwärmenutzung steigt über den betrachteten Zeitraum leicht an.

Diese Transformation wirkt sich auf die weitere technische und wirtschaftliche Analyse von Musterhausen aus, da die unterschiedlichen Entwicklungen in den Energiemärkten und der Netzinfrastruktur berücksichtigt werden müssen.

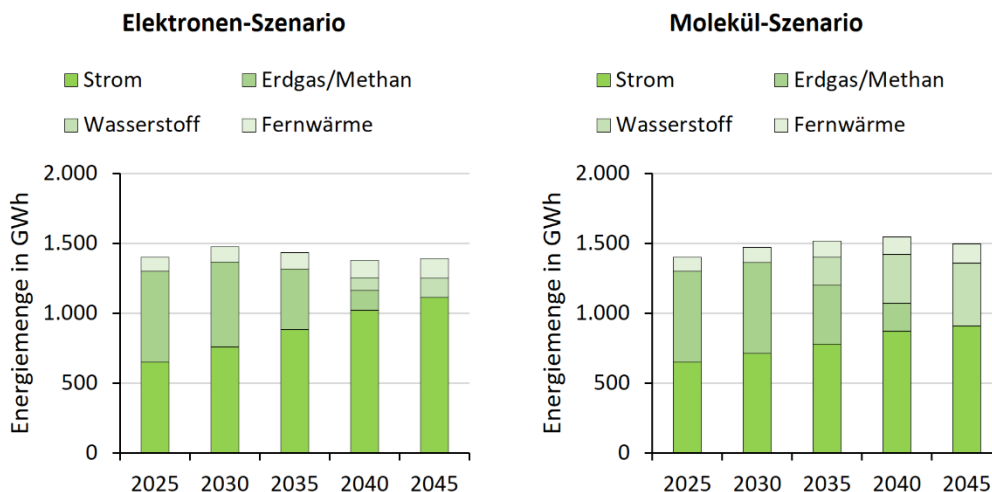


Abbildung 17: Übersicht über die Entwicklung der Energiemengen von Musterhausen für alle Sparten

2.4.3 Musterhausen im Bestand – Strom, Gas und Wärme

Zur Abschätzung der zukünftigen Asset-Entwicklung in Musterhausen wurden deutschlandweite Netzstrukturdaten für die Sparten Strom, Gas und Wärme ermittelt und analysiert. Die gewonnenen Ergebnisse wurden mithilfe eines einwohnerbezogenen Verteilungsschlüssels auf Musterhausen mit 100.000 Einwohnern übertragen. Dieser methodische Ansatz ermöglicht eine Skalierung des bundesweiten Bestands auf eine repräsentative Versorgungsregion und liefert fundierte Einschätzungen zur Versorgungsaufgabe eines durchschnittlichen deutschen Verteilnetzbetreibers.

Im Folgenden wird der aktuelle Assetbestand von Musterhausen für die Versorgungsbereiche Strom, Gas und Wärme detailliert dargestellt.

Stromnetzbestand von Musterhausen

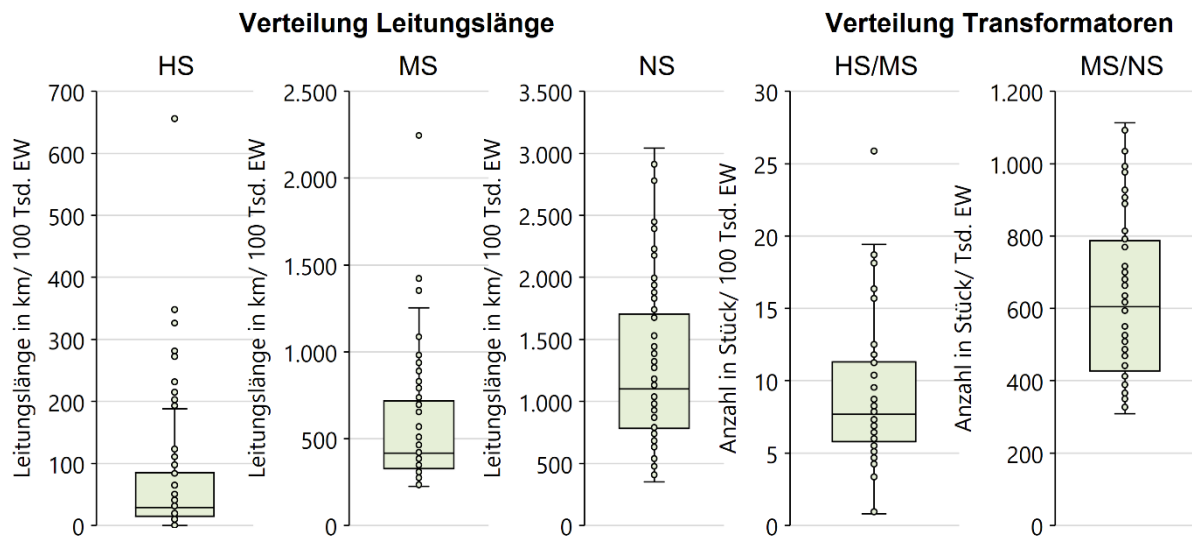
Die Analyse der Stromnetzstruktur des Bestandes basiert auf einer Auswertung der veröffentlichungspflichtigen Netzstrukturparametern der Netzbetreiber gemäß § 23c EnWG. Berücksichtigt wurden sämtliche relevanten Strukturdaten von Netzbetreibern mit mehr als 100.000 Kunden, die gemäß den regulatorischen Anforderungen zur Veröffentlichung ihrer Netzausbaupläne (NAP) verpflichtet sind. In den folgenden Abschnitten werden diese Anforderungen detaillierter beschrieben. Diese umfassende, öffentlich zugängliche Datengrundlage ermöglicht eine standardisierte Erfassung von bestehenden Netzstrukturen in Deutschland und bildet die Basis für die Bestandsanalyse.

Ziel dieser Darstellung ist es, ein transparentes und vergleichbares Bild der Infrastruktur deutscher Verteilnetzbetreiber zu vermitteln und eine fundierte Grundlage für zukünftige Planungen und Investitionsentscheidungen zu schaffen. Die systematische Erfassung und Klassifizierung der Netzstrukturparameter machen Unterschiede zwischen den Netzbetreibern sichtbar und erlaubt innerhalb dieser Studie eine differenzierte Betrachtung der jeweiligen Versorgungsaufgaben.

Die in Abbildung 18 dargestellte Verteilung ausgewählter Betriebsmittel – insbesondere Leitungen und Transformatoren – in den Spannungsebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung wird durch eine Boxplot-Darstellung visualisiert. Diese Methode ermöglicht detaillierte Einblicke in die Spannweite und Varianz der Netzstrukturen. Um eine vergleichbare Analyse zwischen den Netzbetreibern zu gewährleisten, wurden alle Daten auf eine Bezugsgröße von 100.000 Einwohnern normiert, die im weiteren Verlauf für die Untersuchung der Musterkommune als Referenz dienen.

Die Analyse der Leitungslängen sowie der Anzahl an Transformatoren offenbart deutliche Unterschiede in den Netzstrukturen der Verteilnetzbetreiber, abhängig von der Spannungsebene und den jeweiligen regionalen Versorgungsbedingungen. Diese Differenzierung erleichtert eine gezielte Bewertung und Planung unter Berücksichtigung der spezifischen Anforderungen unterschiedlicher Versorgungsgebiete.

Innerhalb dieser Studie werden die Medianwerte als Referenz herangezogen, jedoch wird im weiteren Verlauf auch auf die komplette Verteilung Bezug genommen, um den Anforderungen von eher städtischen oder ländlichen Verteilnetzbetreibern gerecht zu werden.



Darstellung der Verteilung von Assetbeständen je Netzebene für Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Netzkunden. Alle Werte sind normiert auf 100.000 Einwohner („Musterhausen“) zur vergleichbaren Skalierung der Netzstrukturparameter.

	Leitungslänge in km			Transformatoren in Stück	
	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)	HS / MS	MS / NS
Oberes Quartil	85	718	1.699	11	780
Median	31	415	1.101	8	605
Unteres Quartil	15	327	791	6	427

Abbildung 18: Analyse des Assetbestandes von VNBs mit über 100.000 Netzkunden

Gasnetzbestand von Musterhausen

Die Gasnetzinfrastruktur der Musterkommune ist in verschiedene Druckebenen unterteilt, die jeweils spezifische Funktionen innerhalb des Versorgungsnetzes erfüllen. Die niedrigeren Druckstufen, insbesondere der Niederdruckbereich unter 0,1 bar und der Bereich von 0,1 bis 1 bar, bilden das Rückgrat der lokalen Gasverteilung. Sie zeichnen sich durch umfangreiche Netzlängen und eine hohe Anzahl von Ausspeisepunkten aus, was auf die direkte Versorgung von Haushalten und kleineren Gewerbebetrieben hinweist.

In den höheren Druckbereichen, die über 1 bar liegen, sind die Netzlängen und die Anzahl der Ausspeisepunkte deutlich geringer. Diese Ebenen dienen primär dem Transport von Gas über größere Entfernungen und der Versorgung industrieller Großabnehmer. Die geringere Anzahl von Ausspeisepunkten in diesen Bereichen reflektiert die spezialisierte Nutzung für großvolumige Anwendungen.

Die Struktur des Gasnetzes in der Musterkommune spiegelt somit die typische Hierarchie eines Verteilnetzes wider, bei dem die unteren Druckebenen für die flächendeckende Endverbraucher-versorgung zuständig sind, während die höheren Druckebenen den überregionalen Transport und die Versorgung industrieller Nutzer sicherstellen.

Wärmenetzbestand von Musterhausen

In Musterhausen wurde der Wärmenetzbestand durch ein strukturiertes Vorgehen modelliert, das auf den Daten des AGFW-Hauptberichts basiert. Zunächst wurden die im Hauptbericht enthaltenen

statistischen Informationen zur Fernwärmeversorgung gesammelt und aufbereitet. Diese Daten bieten einen umfassenden Überblick über die aktuelle Infrastruktur, einschließlich Netzlängen, Erzeugungskapazitäten und Energiequellen. Durch den Vergleich dieser Informationen mit den spezifischen Gegebenheiten in Musterhäusern konnte eine erste Einschätzung des lokalen Wärmenetzbestands vorgenommen werden.

Ergänzend zur Auswertung des Hauptberichts wurde eine detaillierte Erfassung der bestehenden Wärmenetzinfrastruktur in Musterhäusern durchgeführt. Dies umfasste die Kartierung von Leitungsnetzen, die Identifizierung von Wärmequellen sowie die Analyse von Verbrauchsdaten. Durch die Kombination dieser lokalen Daten mit den allgemeinen Informationen aus dem AGFW-Hauptbericht entstand ein präzises Bild des aktuellen Wärmenetzbestands.

Mit den gewonnenen Daten konnte Musterhausen seine Wärmenetzstruktur mit nationalen Durchschnittswerten und Best Practices vergleichen. Der AGFW-Hauptbericht lieferte hierfür relevante Kennzahlen, die als Benchmark dienten. Durch diesen Vergleich ließen sich Bereiche identifizieren, in denen Optimierungspotenzial bestand, beispielsweise hinsichtlich der Effizienzsteigerung oder der Integration erneuerbarer Energien.



















Auf Basis der ermittelten Daten und Erkenntnisse wurde eine spartenübergreifende Analyse durchgeführt. Dabei wurden die Wechselwirkungen zwischen dem Wärmenetz und anderen Infrastrukturbereichen wie Strom, Gas und Verkehr untersucht. Ziel war es, Synergien zu identifizieren und integrierte Lösungen für eine nachhaltige Energieversorgung zu entwickeln. Beispielsweise wurde die Nutzung von Abwärme aus industriellen Prozessen oder die Kopplung von Strom- und Wärmenetzen durch den Einsatz von Power-to-Heat-Technologien betrachtet.

Durch dieses systematische Vorgehen, das die Daten des AGFW-Hauptberichts mit lokalen Gegebenheiten verknüpft, konnte Musterhausen eine fundierte Grundlage für die Planung und Optimierung seines Wärmenetzes schaffen und gleichzeitig eine integrierte, spartenübergreifende Energieversorgungsstrategie entwickeln.

2.5 Varianten von Musterhäusern zur Untersuchung spezifischer Herausforderungen

In Deutschland existieren über 850 Stromverteilnetzbetreiber [22], rund 700 Gasverteilnetzbetreiber [23] und über 3.800 Fernwärmenetze [24]. Dementsprechend groß ist die Vielfalt der Netze und Herausforderungen. Um dies dennoch quantitativ beschreiben zu können, wurden je Sparte verschiedene Varianten von Musterhäusern gebildet, die jeweils eine zentrale Herausforderung adressieren.

Tabelle 4: Übersicht der untersuchten Varianten in den Sparten Strom, Gas und Wärme

Varianten Strom		Varianten Gas		Varianten Wärme	
	Referenz		Referenz		Low CAPEX (Elektronen/Moleküle)
	Referenz (Moleküle)		Referenz (Moleküle)		High CAPEX (Elektronen/Moleküle)
	Low CAPEX		Low CAPEX		Fortsetzung Förderung
	High CAPEX		High CAPEX		Niedrigere Anschlussquote
	Beschleunigte Transformation		Beschleunigte Transformation		Teil-Realisierung
	Flächennetzbetreiber		Biomethan		
	Flächennetzbetreiber mit Redispatch				

In der Sparte Strom wurden sieben Varianten detailliert untersucht. Die Referenz-Variante „Musterhausen“ basiert auf einem Netzbetreiber mit 100.000 Netzkunden und orientiert sich im Netzausbau an dem oben beschriebenen Vorgehen und wurde für einen Elektronen- und Molekül-Transformationspfad analysiert. Weitere Varianten sind gekennzeichnet durch eine reduzierte Investitionsintensität „Low CAPEX“ mit 30 % reduziertem Netzausbau aufgrund optimierter Planung durch den konsequenten Einsatz von Digitalisierung und Hebung der genannten Einsparpotenziale (vgl. Kapitel 4) und einer erhöhten Investitionsintensität „High CAPEX“ mit 20 % höherem Bedarf aufgrund unsicherer Prognosen. Analysiert werden außerdem die Auswirkungen einer beschleunigten Transformation sowie die Unterschiede eines Flächennetzbetreibers mit und ohne Redispatch im Verteilnetz zu Musterhausen. Die in der Sparte Strom untersuchten Varianten sind in Abschnitt O detailliert beschrieben.

Für die Gas-Sparte wurden insgesamt sechs Varianten untersucht. Die Variante „Referenz“ basiert auf „Musterhausen“ mit 100.000 Netzkunden und folgt dem Transformationspfad „Elektronen“. Hierbei wurde eine „ungesteuerte Transformation“ mit teilweiser Reduktion von Ersatzinvestitionen vor der Stilllegung des Gasnetzes unterstellt. Das Szenario „Referenz (Moleküle)“ setzt hingegen auf molekülbasierte Energieträger wie Wasserstoff oder synthetisches Methan. Die Variante mit vergleichsweise geringerer Investitionsintensität „Low CAPEX“ nimmt eine gesteuerte Transformation an, wodurch Ersatzinvestitionen frühzeitig reduziert und Investitionskosten gesenkt werden können. Im Gegensatz dazu setzt „High CAPEX“ auf einen vollständigen Ersatz von Betriebsmitteln, selbst kurz vor der Stilllegung, was höhere Kosten verursacht. Die „Beschleunigte Transformation“ geht von einer schnelleren Verfügbarkeit von Wasserstoff aus und ermöglicht eine frühzeitige Umstellung des Gasnetzes. In der Variante „Biomethan“ steigt der Biomethan-Anteil durch den Ausbau der Biomethanerzeugung von 9 % auf über 25 %, womit eine Weiternutzung von Teilen des bestehenden Gasnetzes analysiert werden kann. Die in der Sparte Gas untersuchten Varianten sind in Abschnitt 7 detailliert beschrieben.

In der Sparte Wärme werden fünf Varianten jeweils für den Elektronen- und Molekül-Transformationspfad analysiert. Die Variante mit vergleichsweise geringer Investitionsintensität „Low CAPEX (Elektronen/Moleküle)“ geht von dem Vorhandensein eines bereits großen Wärmenetzes aus und setzt auf einen moderaten Fernwärmeausbau durch Verdichtung und Erweiterung und Großwärmepumpen als Haupttechnologie zur Wärmeerzeugung. Im Gegensatz dazu basiert die Variante mit erhöhter Investitionsintensität „High CAPEX (Elektronen/Moleküle)“ auf einer kaum vorhandenen Ausgangsinfrastruktur. Sie sieht einen umfangreichen Fernwärmenetzausbau vor und nutzt Geothermie als primäre erneuerbare Energiequelle. Um die Auswirkungen des Einflusses von

Fördermitteln zu untersuchen, leitet sich die Variante „Fortführung Förderung“ aus den vorherigen Varianten ab und unterstellt eine dauerhafte Fortsetzung bestehender Förderprogramme wie KWKG und BEW. In der Variante „Niedrigere Anschlussquote“ wird auf die Bedeutung der Anschlussquoten und einer Mengenabsicherung eingegangen, indem ein geringerer Fernwärmeausbau angenommen wird. Zudem spielen hier gasbasierte Moleküle eine größere Rolle in der Wärmeversorgung. Die Variante „Teil-Realisierung“ basierend auf „High CAPEX (Elektronen)“, wurde unter der Maßgabe entwickelt, dass sich bei gegebener Zahlungsbereitschaft der Kunden der Fernwärmebetreiber auf die aus seiner Sicht wirtschaftlich realisierbaren Maßnahmen fokussiert. Dadurch werden Netzausbau und Investitionen in Erzeugung deutlich reduziert. Ergebnis dieser Variante ist aber auch, dass die energiepolitischen Ziele nicht vollständig erreicht werden. Die in der Sparte Wärme untersuchten Varianten sind in Abschnitt 8 im Detail beschrieben.

2.6 Vorgehen zur betriebswirtschaftlichen Analyse der Varianten

Für die betriebswirtschaftliche Analyse wurde ein Modell entwickelt, das wirtschaftliche und regulatorische Aspekte berücksichtigt und in Kapitel 9 schematisch dargestellt ist. Es umfasst die Gewinn- und Verlustrechnung (GuV), eine Bilanzplanung und eine Cashflow-Rechnung (CF). Der Betrachtungszeitraum mit einer jährlichen Planungsrechnung erstreckt sich von 2024 bis 2045.

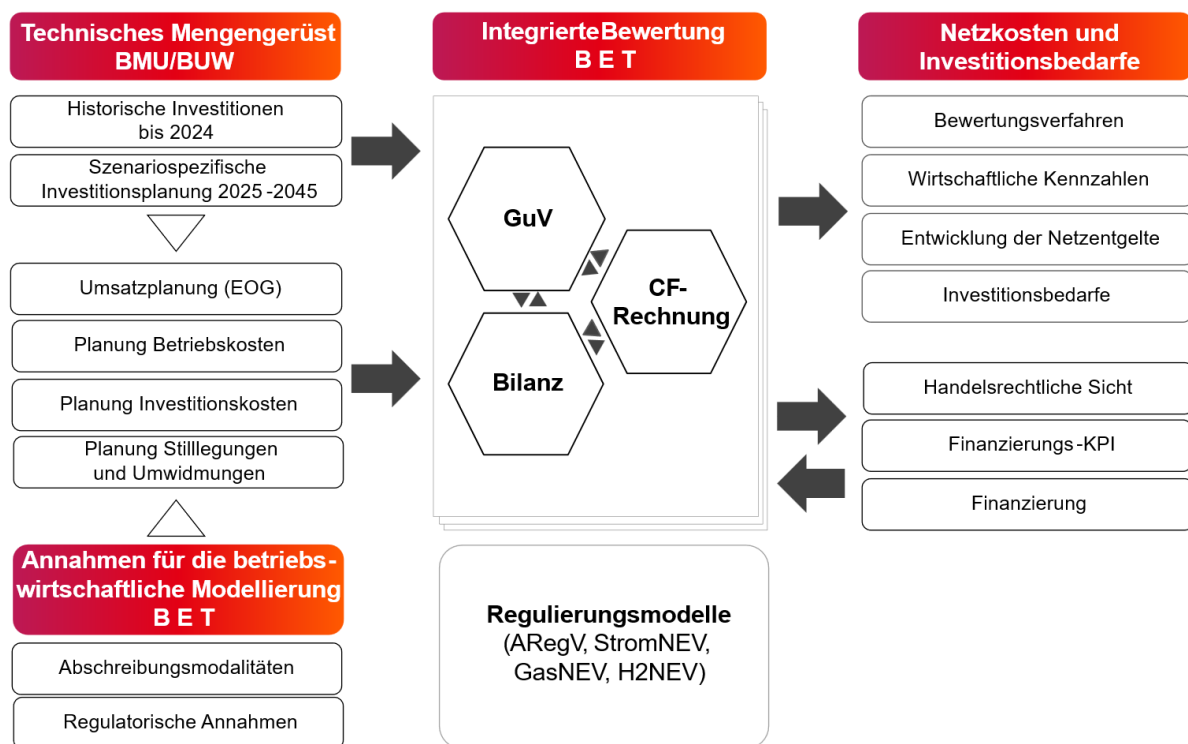


Abbildung 19: Vorgehen der betriebswirtschaftlichen und regulatorischen Modellierung⁶

Grundlage der Modellierung sind zunächst Annahmen zur Fortschreibung der bestehenden Infrastruktur aufgrund der historischen Investitionen und Annahmen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten in der Vergangenheit, Altersstruktur und technischem Zustand. Zusätzlich wurde auf

⁶ Beispiel für Strom- und Gasnetze

der Grundlage der im vorstehenden Kapitel beschriebenen Vorgehensweise eine szenariobasierte Investitionsplanung bis 2045 vorgenommen.

Aus technischen Entwicklungspfaden und Kostenparametern werden Investitions- und Abschreibungspfade gebildet. Sowohl Entwicklungspfade als auch Kostenparameter wurden im Rahmen der Studie aus praxisrelevanten Werten abgeleitet und ausführlich mit den Studienpartnern des Begleitkreises konsultiert.

Die Umsatzerlöse setzen sich aus Netzentgelten zusammen, die beispielsweise nach den Vorgaben des aktuellen Regulierungsrahmens der ARegV, StromNEV, GasNEV und H2NEV berechnet werden. Weitere Einnahmen wie Umlagen oder Konzessionsabgaben sind nicht berücksichtigt. Die Kostenbasis ergibt sich aus den Betriebs- und Kapitalkosten, die für jede Regulierungsperiode neu festgelegt werden.

Die Kapitalkosten umfassen Aufwendungen für Zinszahlungen gegenüber Dritten, kalkulatorische Abschreibungen, Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer. Sie basieren auf dem kalkulatorischen Anlagevermögen und dem Restbuchwert der Netze. Die Investitionen in neue Anlagen sowie der Ersatz alter Infrastruktur wurden in die Modellierung einbezogen.

Für die Eigenkapitalverzinsung wurde die Höhe des Eigenkapitals nach regulatorischen Vorgaben berechnet und mit aktuellen Zinssätzen verzinst. Betriebskosten wurden anhand von durch die Studienpartner bereitgestellten Daten geschätzt und bei Stilllegungen entsprechend reduziert. Unter Anwendung der geltenden Regulierungsmodelle werden Netzentgelte und wirtschaftliche Kennzahlen abgeleitet. Die angedachten regulatorischen Änderungen der Bundesnetzagentur (N.E.S.T.-Prozess [25]) waren zum Zeitpunkt der Verteilnetzstudie noch in einer konzeptionellen Phase und nicht final beschlossen, weswegen sie in der Studie nicht berücksichtigt wurden. Wesentliche Bestandteile aus den letzten Anpassungsvorschlägen und Festlegungsentwürfen der BNetzA werden im betriebswirtschaftlichen Modell nicht berücksichtigt. Dies umfasst unter anderem Verkürzung der Regulierungsperioden von 5 auf 3 Jahre, WACC-Einführung und Parametrierung, Ableitung der Eigenkapitalzinssätze, Realkapitalerhaltungskonzept, Betriebskostenfaktor und Energiewendekompetenz. Das betriebswirtschaftliche Modell beschreibt daher den Status quo (inkl. KANU 2.0). Es wird implizit unterstellt, dass ein weiterentwickelter Regulierungsrahmen nicht zu strukturellen Kostenerhöhungen oder -senkungen führt. Insofern sind die Ableitungen und Schlussfolgerungen dieser Studie dennoch übertragbar.

Für die betriebswirtschaftliche Modellierung der Wärmesparte ergeben sich CAPEX und OPEX der einzelnen Technologien aus deren spezifischen Kosten sowie den jährlichen Leistungszuwächsen. Aufgrund ihrer Bauzeit werden die Investitionen in Erzeugungstechnologien über drei Jahre verteilt, wobei jeweils 25 % in den beiden Vorjahren und 50 % im Investitionsjahr berücksichtigt werden. Für das Netz werden die CAPEX- und OPEX-Werte analog ermittelt, basierend auf den spezifischen Kosten der einzelnen Netzkomponenten sowie einem festgelegten Hochlaufpfad.

Zur Bestimmung des Wärmepreises dient der durchschnittliche Fernwärmepreis in Deutschland (AGFW-Daten, Stand: 19.09.2024) als Ausgangspunkt, der mit einem realen jährlichen Wachstum von 2 % fortgeschrieben wird. Ergänzend wird ein Wärmevollkostenpreis modelliert, um die Vergleichbarkeit der Szenarien sicherzustellen. Dieser berücksichtigt eine angemessene Marge, die

notwendig ist, um die getätigten Investitionen zu refinanzieren zuzüglich der Refinanzierung der Abschreibungen. Bezüglich Betriebskosten wird unterstellt, dass diese vollständig über die Preise erwirtschaftet werden.

Weitere Annahmen betreffen die Entwicklung der Commodity- und Brennstoffpreise sowie anderer Parameter, die sich an einem von BET entwickelten Energiemarktszenario (Elektronen-Szenario) orientieren.

2.7 Vorgehen zur Analyse der Finanzierbarkeit

Die Untersuchung der Finanzierbarkeit von Investitionen erfolgt auf Basis einer strukturierten Analyse der finanziellen Rahmenbedingungen eines Energieversorgers. Es wird unterstellt, dass die Finanzierung der einzelnen Segmente nicht je Sparte erfolgt, sondern über eine Finanzierung auf Gesamtunternehmensebene mit anschließender Verteilung bzw. Schlüsselung der Mittel auf die Sparten erfolgt.

Zur Überprüfung der Finanzierbarkeit werden verschiedene Finanzierungsoptionen betrachtet und hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die finanzielle Stabilität des Unternehmens sowie die Finanzierbarkeit durch Banken bewertet. Dabei wird auf die Auswirkungen auf Liquiditätsbedarfe bzw. Cashflows, Gewinne, Ausschüttungsfähigkeit sowie Zinsen und Tilgung von Fremdkapital eingegangen. Die Methodik umfasst die Modellierung unterschiedlicher Finanzierungsstrategien, die Bewertung der resultierenden finanziellen Kennzahlen sowie die Berücksichtigung bankenseitiger Anforderungen einer Tragfähigkeitsanalyse.

Zu Beginn der Analyse wird die Ausgangslage des Unternehmens erfasst. Dabei werden die erwarteten Finanzierungsbedarfe sowie die vorhandenen Finanzierungsstrukturen erhoben. Grundlage der Berechnungen sind die Cashflows aus dem operativen Geschäft sowie der Investitions- und Finanzierungstätigkeit der einzelnen Sparten. Diese Werte bilden die Basis für die Simulation der Finanzierungsbedarfe auf Unternehmensebene. Darüber hinaus wird festgelegt, welche Bilanz- und Finanzierungsstruktur in der Ausgangslage besteht.

Im ersten Schritt wird ein Basisszenario definiert, das von einer vollständigen Fremdkapitalfinanzierung des Finanzierungsbedarfes ausgeht. Dabei wird zusätzlich von einer Vollausschüttung der Gewinne an die Gesellschafter ausgegangen. Dieses Szenario dient dazu, die Auswirkungen einer vollständigen Fremdfinanzierung auf die finanzielle Lage des Unternehmens zu quantifizieren. Die Analyse umfasst dabei insbesondere die Auswertung der Entwicklung zentraler Finanzkennzahlen wie des dynamischen Verschuldungsgrades, der Eigenkapitalquote sowie der Zins- und Tilgungsfähigkeit.

In weiteren Schritten werden alternative Finanzierungsstrategien untersucht. Dazu gehört die Betrachtung eines Szenarios, in dem die Ausschüttungen reduziert und ein Teil der erwirtschafteten Gewinne thesauriert werden, damit die finanzierungsseitigen Kennziffern wie Eigenkapitalquote oder dynamischer Verschuldungsgrad eingehalten werden können.

Zudem wird die Möglichkeit einer Eigenkapitalzufuhr durch die Gesellschafter in die Modellierung einbezogen. Jedes dieser Szenarien wird hinsichtlich der Auswirkungen auf die finanziellen Kennzahlen des Unternehmens analysiert und mit dem Basisszenario verglichen.

Ein zentraler Bestandteil der Methodik ist die Berücksichtigung der von Banken geforderten Finanzierungskennzahlen. Diese werden im Rahmen von Kreditverträgen häufig als „Financial Covenants“ festgelegt und stellen wesentliche Leitplanken für die Finanzierungsstrategie dar. Die Analyse prüft, inwieweit die untersuchten Finanzierungsstrategien die gängigen Anforderungen hinsichtlich des Verschuldungsgrades und der Eigenkapitalquote erfüllen. Ist die Einhaltung dieser Kennziffern nicht sichergestellt, so ist davon auszugehen, dass durch die Banken keine Kreditvergabe erfolgt und die entsprechende Investition nicht finanziert werden kann.

Neben klassischen Finanzierungsinstrumenten werden auch die Auswirkungen alternativer Finanzierungsformen in die Untersuchung einbezogen. Hierzu zählen u.a. staatliche Absicherungen zur Optimierung der Sicherheiten und Absicherung der Kreditkonditionen, Off-Balance-Strukturen zur Auslagerung von Investitionen sowie die Beteiligung externer Investoren.

Die Analyse des Finanzmodells ermöglicht es, durch die systematische Bewertung verschiedener Finanzierungsstrategien die Auswirkungen auf die finanzielle Tragfähigkeit eines Energieversorgers zu quantifizieren und Finanzierungsstrategien unter Einhaltung bankenseitiger Kennzahlen zu identifizieren.

2.8 Aufbau der Studie

Zusammen mit den an der dena-Verteilnetzstudie II beteiligten Unternehmen wurden vier wesentliche Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber bei der Transformation des Energiesystems zu Klimaneutralität identifiziert:

1. Weiterentwicklung einer koordinierten Planung im Energiesystem und in den Unternehmen
2. Umsetzen der Digitalisierung im Energiesystem
3. Umgang mit steigenden Ressourcenbedarfen
4. Finanzierung der benötigten Infrastrukturen als Schwerpunkt der vorliegenden Studie.

Analog zu den Schwerpunktthemen wurde der Aufbau dieses Dokuments gewählt.

Die Herausforderungen koordinierte Planung, Digitalisierung und Ressourcen werden in den Kapiteln 3, 4 und 5 beschrieben.

Die Analyse der Finanzierung der benötigten Infrastrukturen erstreckt sich über die Kapitel 6 bis 9. Zuerst erfolgt eine spartenspezifische Betrachtung von Strom (Kapitel 6), Gas (Kapitel 7) und Wärme (Kapitel 8).

Die Ergebnisse werden dann in Kapitel 9 in einem spartenübergreifenden Finanzmodell zusammengeführt anhand dessen Herausforderungen und Lösungen für die Finanzierung der Infrastrukturen diskutiert werden.

Kapitel 3

Koordinierte Planung

3 Koordinierte Planung

3.1 Herausforderungen

Eine koordinierte Planung ist essenziell, um die Vielzahl an Akteuren im Netzbereich aufeinander abzustimmen und eine effiziente Infrastrukturentwicklung zu ermöglichen. In Deutschland existieren nebeneinander Infrastrukturen – für Strom, Gas, Wärme, Wasser und Telekommunikation⁷ –, die jeweils von verschiedenen Betreibern verwaltet werden. Hinzu kommt eine vertikale Unterteilung innerhalb der einzelnen Sparten und Sektoren, etwa zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen im Strombereich oder Fernleitungs- und Verteilnetz im Gasbereich. Diese komplexe Struktur erfordert Abstimmung, um widersprüchliche Entwicklungen zu vermeiden und Investitionen gezielt zu steuern. Wenn Planungen zwischen den verschiedenen Infrastrukturen oder Ebenen nicht ausreichend aufeinander abgestimmt sind, kann dies zu volkswirtschaftlich ineffizienten Strukturen durch Doppelung in verschiedenen Sparten bzw. zu überdimensionierten oder unterdimensionierten Netzen führen. Im Fall einer Überdimensionierung kann dies vermeidbare bzw. zu hohe Systemkosten und regulatorische Herausforderungen mit sich bringen. Im Fall einer Unterdimensionierung kann eine Verzögerung der Gesamttransformation resultieren.

Ohne eine koordinierte Planung besteht das Risiko, dass Netzbetreiber mit unterschiedlichen Zielbildern investieren bzw. mit unterschiedlichen wirtschaftlichen Interessenslagen agieren (z. B. falls die Versorgung der verschiedenen Medien auf unterschiedliche Unternehmen verteilt ist) und dadurch Ineffizienzen oder Versorgungslücken entstehen. Besonders an den Schnittstellen zwischen Netzgebieten oder zwischen verschiedenen Medien ist eine übergreifende Abstimmung erforderlich, um überdimensionierte oder redundante Infrastrukturen aber auch unzureichende Kapazitäten zu vermeiden. Gleichzeitig müssen Wechselwirkungen berücksichtigt werden – etwa bei der Umstellung von Gasnetzteilen auf Wasserstoff, der Stilllegung von Gasnetzteilen, dem Aufbau einer Fernwärmeinfrastruktur oder dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und des Stromnetzes.

Die Vielzahl der beteiligten Akteure macht die Abstimmung besonders anspruchsvoll. Während es auf nationaler Ebene (Übertragungsnetz Strom, Fernleitungsnetz Gas) nur wenige Betreiber gibt, sind es im Verteilnetz je Sparte Hunderte, die jeweils eigene Investitions- und Entwicklungspläne verfolgen. Zusätzlich existieren Grenzen für die koordinierte Planung durch die Einhaltung von bestehenden Unbundling-, Konzessions- und Wettbewerbsvorschriften. Koordinierte Planung ist in vielen Bereichen der Energiewirtschaft bereits geübte Praxis, wie an einigen Beispielen deutlich wird:

- Der im Rahmen der dena-Netzstudie III vorgeschlagene Systementwicklungsplan (SEP) [26], gibt als vorgelagerter Prozess den nationalen Netzentwicklungsplänen (NEP) Strom und Gas, aber auch den Planungen zu den Medien Wasserstoff und Wärme einen gemeinsamen, integrativen Rahmen. Er hat unter der Bezeichnung Systementwicklungsstrategie (SES) inzwischen Gesetzesrang erlangt und ist in § 12a EnWG verankert. Allerdings wurden bislang nur einzelne Verteilnetzbetreiber

⁷ Die Segmente Wasser und Telekommunikation wurden im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

an der konkreten Erarbeitung der SES beteiligt, sodass die strukturelle Einbindung der Verteilnetzbetreiber in den relevanten Arbeitsgruppen noch weiter ausgebaut werden sollte.

- Auf internationaler Ebene integriert der Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP) des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) die Interessen von 40 Stakeholdern aus 36 Staaten und koordiniert die Planungsprozesse der weiträumigen Strom-Infrastruktur sowie der Speicher.
- Auf kommunaler Ebene integriert die kommunale Wärmeplanung (KWP), festgeschrieben im Wärmeplanungsgesetz (WPG), über Spartengrenzen hinweg die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung von Endkunden [27]. Eine Kommune ist jedoch i.d.R. nicht in der Lage, ökonomische Interessenlagen der beteiligten Akteure auszugleichen. Andere Aspekte wie der Ausbau des Ladenetzes, industrielle und gewerbliche Strombedarfe oder Rückspeisungen aus PV werden zudem nicht betrachtet. Die KWP ist deshalb keine vollständig integrierte Strategie, der Gesetzgeber hat an dieser Stelle nicht alle Potenziale genutzt.⁸ Dennoch nutzen die meisten Kommunen, Netzbetreiber und Versorger die Aufgabe der KWP, um ihre Infrastrukturen gemeinsam weiterzuentwickeln. Eine ergänzende techno-ökonomisch fundierte Netzentwicklungsplanung der Netzbetreiber erübrigt sich mit der KWP jedoch nicht.

Die Energiewende stellt Netzbetreiber und Versorger vor Herausforderungen. Die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem erfordert eine Synchronisation der Entwicklungen in den Sparten Strom, Gas und Wärme. Die Elektrifizierung aller Sektoren sowie die volatile Einspeisung durch erneuerbare Energieträger erfordern einen Ausbau des Stromnetzes. Industriekunden stehen vor der Wahl zwischen Elektrifizierung, dem Einsatz von Wasserstoff oder auch alternativen gasförmigen Energieträgern wie Biomethan und synthetischen Gasen, um eine klimaneutrale Produktion zu erreichen. In der Wärmebereitstellung werden Gasnetze zunehmend durch Fernwärme oder Wärmepumpen ergänzt oder ersetzt. Der Ausbau der Stromnetze muss daher eng mit der Entwicklung der Wasserstoff- und Wärmeinfrastruktur werden. Gleichzeitig kann – abhängig von den lokalen Gegebenheiten in bestimmten Regionen – auch Potenzial für den punktuellen Einsatz von Wasserstoff oder bei entsprechender Verfügbarkeit von Biomethan in der Wärmeversorgung bestehen. Darüber hinaus ist perspektivisch auch die Nutzung von Erdgas in Kombination mit CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) als Option im politischen Diskurs.

Koordination im Rahmen der Planung soll also dazu führen, dass die Infrastruktur entsprechend der Verfügbarkeit und Bedarfe von Energieträgern geplant und Ineffizienzen durch Doppelungen bzw. redundante Kapazitäten in verschiedenen Sparten vermieden werden. Insgesamt führt dies zu einer Optimierung der erforderlichen Investitionsbedarfe. Aufgrund der enormen Herausforderungen, vor denen die Netzbetreiber bis mindestens 2045 stehen, ist es dringend notwendig, die Potenziale zu nutzen, die für die Sparten Strom, Gas und Wärme im Hauptteil dieser Studie herausgearbeitet werden. In der Koordination der Planung liegt die Chance, wirtschaftlich-technische Optimierungen der Netzausbaubedarfe sicherzustellen und sinnvolle bzw. robuste Dimensionierungen zu skizzieren. Eine koordinierte Planung verbindet damit die widerstreitenden Bedürfnisse nach Effizienz und

⁸ Vorschläge zur Erweiterung der KWP wurden beispielsweise in einer Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Kapitel 5.1, vorgebracht [28].

Robustheit und sollte einen ausgleichenden Weg finden, mit den wirtschaftlichen Konflikten in der facettenreichen Unternehmenslandschaft der Infrastrukturen umzugehen.

3.2 Leitplanken für eine koordinierte Planung auf System- und Unternehmensebene

3.2.1 Begriffsbestimmungen

Differenzierung zwischen horizontaler und vertikaler Koordination

Bei der Charakterisierung der Koordination lassen sich zwei Dimensionen unterscheiden, die oben bereits angeklungen sind:

- Zum einen ist die horizontale Dimension über Sparten- oder Energietränergrenzen hinweg zu beobachten. Wo früher Strom separat von Gas geplant wurde, führen die Notwendigkeiten eines komplexer werdenden Energiesystems immer mehr zu gemeinsamer Planung und zu Berücksichtigung der vielfältigen Interdependenzen, um sich der effizientesten Lösung anzunähern.
- Zum anderen sind sich räumlich überlagernde Prozesse wie der NEP auf nationaler Ebene und die KWP auf kommunaler Ebene zu beobachten, die ebenfalls nach integrierter bzw. koordinierter Planung verlangen. Diese Abstimmung zwischen den Planungsprozessen auf verschiedenen Ebenen wird als vertikale Dimension bezeichnet.

Die Abstimmung in der horizontalen und vertikalen Dimension führt zu einer Reihe von Herausforderungen. Oft liegen die zu beplanenden Assets nicht in der Hand desselben Unternehmens, es bedarf also der Kommunikation und der Koordination über Unternehmensgrenzen hinweg. Eine weitere Herausforderung ist die zeitliche Koordination. Gesetzlich vorgeschriebene Planungsprozesse in verschiedenen Sparten (z. B. die Netzausbaupläne Strom und die kommunale Wärmeplanung) laufen aufgrund ihrer unterschiedlichen Zielstellungen oft zeitlich unabhängig voneinander, kommen jedoch zu Ergebnissen, die sich gegenseitig beeinflussen.

Differenzierung zwischen koordinierter und integrierter Planung

Ziel der Weiterentwicklung der Planungsprozesse ist die Ausrichtung an einem konsistenten Zielbild der Versorgungsaufgabe über die Sparten Strom, Gas und Wärme hinweg. Es ist dabei sinnvoll, zwischen koordinierter Planung und integrierter Planung zu unterscheiden:

- Bei der koordinierten Planung werden die Planungen in den Sparten separat durchgeführt, allerdings basierend auf gemeinsamen, konsistenten Szenarien. Außerdem sind Wechselwirkungen während der Planungsprozesse sowie der Umsetzung zu berücksichtigen. Dies erfordert ein zeitintensives, iteratives Vorgehen.
- Bei der integrierten Planung erfolgt die Planung verschiedener Sparten in einem Tool (Modell, Computersimulation, ...). Wechselwirkungen müssen nicht zwischen den Planungsprozessen iteriert werden, sondern werden idealerweise endogen optimiert. Die Definition der Zielfunktion für die Optimierung ist entsprechend komplex.

Eine integrierte Planung auf dem Detailgrad einer Netzplanung ist aktuell nicht flächendeckend möglich. Wesentliche Gründe sind unterschiedliche Entwicklungsgeschwindigkeiten in den Sparten

und unzureichende Qualität notwendiger Informationen etwa durch (noch) nicht vorliegende bzw. nicht ausreichend konkrete bzw. in ausreichender Qualität erstellte Wärmeplanungen. Außerdem müssten die Zeiträume für Planungsszenarien spartenübergreifend im selben Zeitraum liegen und Abgabefristen identisch sein.

Eine koordinierte Planung bietet den notwendigen Mehrwert bei geringerer Komplexität als die integrierte Planung – sie stellt eine Art Pareto-Optimum dar. Koordinierte Planung sollte darum auf allen Ebenen (bundesweit sowie innerhalb der Länder und Kommunen) zur Anwendung kommen, während gleichzeitig Grundlagen geschaffen werden, um sukzessive integrierte Ansätze zu ermöglichen.

3.2.2 Koordinierte Planung auf Unternehmensebene

Die Diskussionen zur koordinierten Planung mit den an der dena-Verteilnetzstudie II beteiligten Unternehmen hat gezeigt, dass die beteiligten Netzbetreiber die Potenziale der Koordination erkannt haben und anwenden. Ein archetypisches Vorgehen für eine Langfristplanung im Unternehmen, das im Zuge der Workshops der dena-Verteilnetzstudie II erarbeitet wurde, sieht dabei wie folgt aus:

- Die koordinierte Planung beginnt mit der Definition der Szenarien. Der Lösungsraum wird hierbei auf der horizontalen Dimension für die spartenübergreifende Versorgungsaufgabe abgegrenzt, aber auch die Schnittstelle zur vertikalen Koordination geprüft; es werden also Informationen aus Studien und Planungen der über- und unterlagerten Ebenen eingebunden.
- Im nächsten Schritt wird ein Zielbild der Versorgungsaufgabe festgelegt. Hierbei müssen Wechselwirkungen zwischen den Sparten berücksichtigt werden. Heterogene Modellansätze reichen von kleinteiligen Modellen, in denen einzelne Netzkunden modelliert sind, bis hin zur top-down Abschätzung der Entwicklung von Verbrauchskurven in einem Netzgebiet.
- Ein entscheidender Schritt ist die Planung in den Sparten und die damit verbundene teils notwendige Iteration zwischen den Sparten. Im Sinne einer koordinierten Planung erfolgt die Prognose zur Entwicklung der Infrastrukturen sowie des Ersatz- und Erneuerungsbedarfs an Betriebsmitteln in den einzelnen Sparten. Zentraler Unterschied zur integrierten Planung ist, dass dies auf Basis einer abgestimmten, gemeinsamen Grundlage, also des zuvor definierten Zielbilds, erfolgt. Abweichungen vom Zielbild aufgrund technischer Notwendigkeiten erfordern eine Abstimmung und ggf. Anpassungen der verschiedenen Planungen untereinander, wodurch Iterationen notwendig werden.
- Anschließend kommt es zu einer Priorisierung der Maßnahmen. Auch diese findet zunächst nach Sparten getrennt statt. Hierzu dienen verschiedene Grundprinzipien wie die zeitliche Dringlichkeit etwa aufgrund konkreter Netzanschlussbegehren oder die Notwendigkeit einer Maßnahme in verschiedenen Szenarien. Diese sollten die mögliche Entwicklung der Erzeugung und Lasten im Netz oder die technisch logische Reihenfolge abbilden. Ein Beispiel hierfür ist etwa der Bau eines Umspannwerks, der vor der Leitungsverstärkung stehen muss.
- Ein wichtiger Einflussfaktor ist neben der Verfügbarkeit von Ressourcen, Grundstücken und Dienstleistern die betriebswirtschaftliche Machbarkeit bzw. Finanzierbarkeit. In der Regel übersteigt die Zahl der identifizierten Maßnahmen die finanziellen Möglichkeiten zur Realisierung und die Umsetzungsentscheidung fällt gemäß einer Priorisierung. Oftmals können nur dringliche sowie

no-regret-Maßnahmen umgesetzt werden, sodass sich die Frage nach einer Entscheidung zwischen den Szenarien gar nicht stellt. Die betriebswirtschaftliche Bewertung ermöglicht außerdem eine Priorisierung begrenzter Mittel zwischen den Sparten.

- Als letzter Schritt dieses archetypischen Vorgehens steht die Formulierung einer Strategie bzw. Plans für die konsistente Transformationsaufgabe in den verschiedenen Infrastrukturen sowie für die Beschaffung der notwendigen finanziellen Ressourcen. Mit Blick auf die Infrastrukturen können darin Leitlinien erfasst werden, wie z. B. Priorisierung des Stromnetzausbaus, Fokussierung auf Verdichtung im Fernwärmeausbau und Identifikation potenzieller Stilllegungsgebiete für Gas.

Bei Planung und Ausbau leitungsgebundener Infrastrukturen müssen im Spannungsfeld zwischen langen Lebensdauern der Assets und dynamischer Veränderung der Versorgungsaufgabe viele Entscheidungen unter Unsicherheit getroffen werden. Ziel der Planung ist dabei nicht, die „eine Wahrheit“ zu finden (Scheingenauigkeit der Modellierungsergebnisse), sondern robuste Entscheidungen zu treffen.

3.2.3 Koordinierte Planung auf der Systemebene

Aktuell sind auf verschiedenen Ebenen Planungsprozesse gesetzlich definiert, die auf eine koordinierte Planung abzielen. Eine vertikale Koordination zwischen diesen Prozessen ist grundsätzlich über Iteration möglich: Wenn jeder Prozess zu Beginn die jeweils zuletzt veröffentlichten Ergebnisse der vor- und nachgelagerten Ebenen aufnimmt, gleichen sich Top-down- und Bottom-up-Perspektive immer weiter an. Dies erfordert aber entsprechend lange Zeiträume, da die jeweiligen Planungsprozesse langwierige Erstellungs- bzw. Planungs- und Umsetzungszeiträume nach sich ziehen.

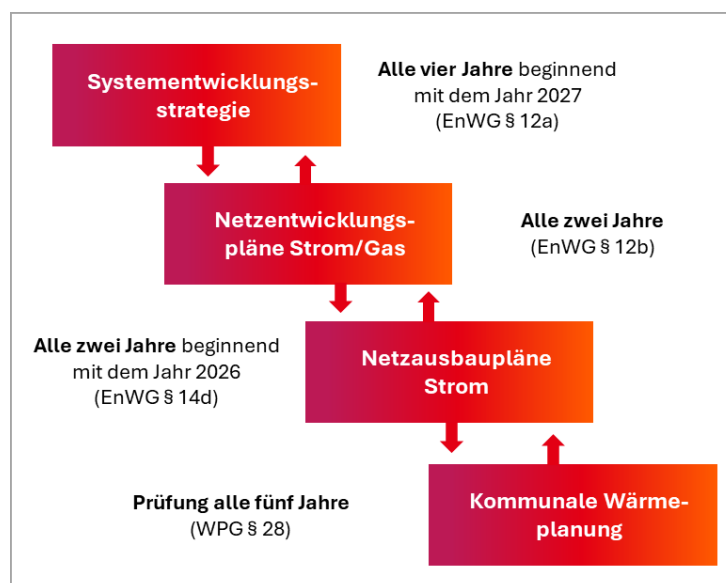


Abbildung 20: Gesetzlich definierte Planungsvorgaben auf unterschiedlichen Ebenen

Für die verschiedenen gesetzlich verankerten Prozesse zur koordinierten Planung sind Zyklen zwischen zwei und fünf Jahren in den jeweiligen gesetzlichen Vorgaben definiert (siehe Abbildung 20). Spielt man die Iteration zwischen den Ergebnissen der verschiedenen Prozesse mit den gegebenen

Prozesszeiträumen einmal durch, so zeigt sich, dass bis 2045 lediglich eine Iteration möglich ist, womit diese Art der vertikalen Koordination unter aktuellen Rahmenbedingungen nicht funktionieren kann.

Da eine Beschleunigung der Prozesse nicht möglich ist, sind Alternativen erforderlich, um die Prozesse auf verschiedenen Ebenen besser aufeinander abzustimmen. Eine Möglichkeit bestünde darin, die Annahmen- und Ergebnistransparenz zu erhöhen, sodass Informationen zwischen den Ebenen schneller ausgetauscht und berücksichtigt werden können.

Die vertikale Koordination zwischen den Planungsprozessen sollte verstärkt werden, um Informationen vor- und nachgelagerter Ebenen schneller berücksichtigen zu können. Dies könnte beispielsweise durch einen Intermediär geschehen, der Daten zusammenführt und diese den Netzbetreibern und anderen Akteuren für ihre Planung zur Verfügung stellt. (siehe Abbildung 21).

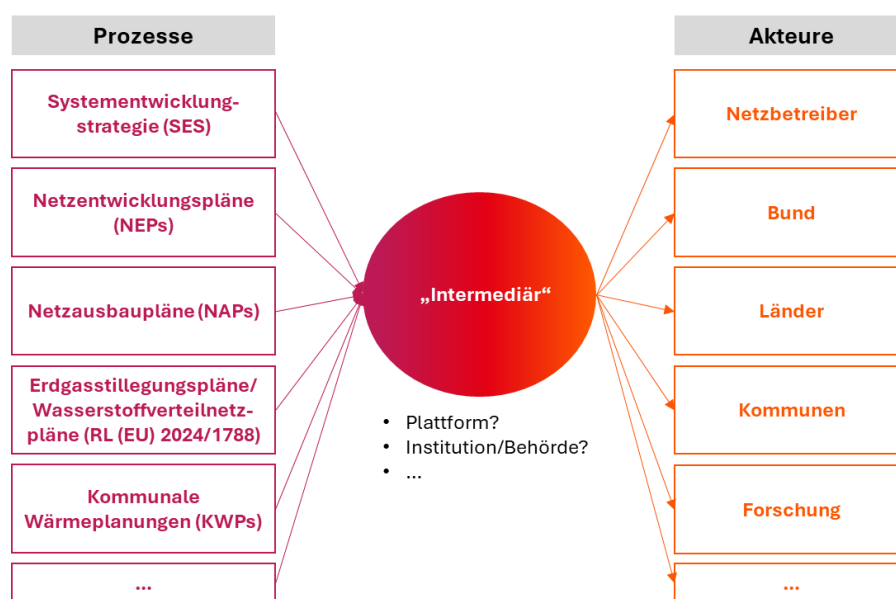


Abbildung 21: Erhöhte Transparenz für die vertikale Planung durch einen Intermediär

Die Grundidee des Intermediärs ist, dass Daten aus verschiedenen Planungsprozessen zentral gesammelt und allen relevanten Akteuren zur Verfügung gestellt werden. Diese zentrale Datensammlung bildet die Grundlage für eine effiziente vertikale Integration. So können ein besserer Informationsaustausch zwischen den oben dargestellten gesetzlichen Planungsprozessen ermöglicht und Top-down- und Bottom-up-Perspektiven besser in Einklang gebracht werden. Doppelte Datenabfragen werden vermieden. Bei der Ausgestaltung und Konkretisierung des Intermediärs ist darauf zu achten, dass durch ihn keine zusätzlichen Berichtspflichten und bürokratischen Aufwände entstehen, sondern dass bestehende Prozesse so optimiert und vereinheitlicht werden, dass das Ziel erreicht wird, die Datentransparenz zu erhöhen.

Dies führt im Idealfall dazu, dass Informationen zwischen Prozessen schneller ausgetauscht werden. Somit soll eine zeitnahe Berücksichtigung aktueller Daten und Ergebnisse ermöglicht werden. Diese Abstimmung führt zu kohärenteren und konsistenteren Planungsergebnissen auf den verschiedenen Ebenen. Verzögerungen durch lange Zyklen können durch den schnellen Informationsfluss in

Teilen kompensiert werden. Dies schafft eine Möglichkeit, die beschränkte Anzahl von Iterationen bis 2045 besser zu nutzen.

Eine mögliche Konzeption einer institutionellen oder prozessualen Ausgestaltung eines Intermediärs war nicht Gegenstand der Analyse dieses Gutachtens.

3.3 Ergebnisse und Handlungsempfehlungen

Das Kapitel hat aufgezeigt, welche Chancen, aber auch Herausforderungen koordinierte Planung mit sich bringt. Deutlich wurde hierbei, dass Koordination im Rahmen der Planung dazu führt, dass die Infrastruktur entsprechend der Verfügbarkeit und Bedarfe von Energieträgern geplant und Ineffizienzen durch Dopplungen in verschiedenen Sparten vermieden werden. Gleichzeitig ist es wichtig, auch die Grenzen der koordinierten Planung zu beachten, v.a. wenn verschiedene Unternehmen involviert sind und bestehende Unbundling-, Konzessions- und Wettbewerbsvorschriften eingehalten werden müssen.

Eine koordinierte Planung ist essenziell, um wirtschaftliche, technische und strategische Synergien zu nutzen. Wenn unterschiedliche Ebenen unabhängig voneinander planen, entstehen Unsicherheiten, da übergeordnete Akteure oft nicht rechtzeitig über die Bedarfe der unterlagerten Ebenen informiert sind. Dies führt dazu, dass Planungen auf Annahmen beruhen können, die zu einer Fehleinschätzung der Investitionsbedarfe führen bzw. ein unvollständiges Informationsbild vorliegt, das sich erst später als unzutreffend herausstellt. Die Folgen können sowohl Über- als auch Unterdimensionierungen sein, was zu ineffizienter Ressourcennutzung oder ggf. Versorgungslücken führen kann. Im Falle von sich aufgrund von Unsicherheit oder zwischen den Medien nicht hinreichend koordinierter Planungstätigkeit ergebender Überdimensionierungen resultieren zu hohe Systemkosten, da zu viel Infrastruktur vorgehalten wird. Die Folge sind zu hohe Belastungen für die Verbraucher sowie ggf. zu hohe Investitions- und Finanzierungsbedarfe auf Betreiberseite.

Zudem werden Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Planungsebenen häufig unterschätzt, was sich in eingeschränkten Verfügbarkeiten von Energieträgern oder Assets sowie in unvorhergesehenen Preisentwicklungen niederschlagen kann. Durch eine koordinierte Planung lassen sich solche Risiken frühzeitig erkennen und gezielt vermeiden, wodurch eine robuste und zugleich effiziente Infrastrukturentwicklung sichergestellt werden kann.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass im Energiesystem schon heute verschiedene Prozesse existieren, die die Planung von Infrastrukturen koordinieren. Auch bei vielen Netzbetreibern sind in den letzten Jahren interne Prozesse entstanden, in denen die Planung zwischen den Sparten abgestimmt wird. Die Prozesse sind in vielen Punkten vergleichbar und lassen sich in einem archetypischen sechsstufigen Vorgehen zusammenfassen. Insgesamt führt dies zunehmend zu einer Optimierung der erforderlichen Investitionsbedarfe. Allerdings steht die koordinierte Planung in vielen Fällen erst am Anfang.

Koordinierte Planung bietet den notwendigen Mehrwert in der Abstimmung der Infrastrukturen aufeinander bei geringerer Komplexität als die integrierte Planung. Flächendeckende integrierte Planung ist aufgrund unterschiedlicher Entwicklungsgeschwindigkeiten und Datenlücken derzeit nicht möglich.

Um die Investitionsbedarfe für Infrastrukturen optimal zu dimensionieren, müssen im Zuge der Planung nicht nur horizontale, sondern auch vertikale Abhängigkeiten berücksichtigt werden. Der Umgang mit Unsicherheit ist eine zentrale Herausforderung in der Planung. Eine Auslegung der Planung auf robuste Entscheidungen ist daher wichtig. Eine verstärkte Koordination von Planungsprozessen auf verschiedenen Systemebenen kann aufgrund der Dauer und Vielzahl der Prozesse nicht über Iterationen mit gegenseitiger Berücksichtigung der Ergebnisse anderer Prozesse erreicht werden.

Diese Ergebnisse führen zu folgenden Handlungsempfehlungen: Planungsprozesse sowohl auf Systemebene wie auch auf Seite der Unternehmen müssen weiterentwickelt und besser verzahnt werden. Zudem ist die Politik gefordert, durch Konstanz bei den mittel- bis langfristigen Leitplanken den entsprechenden Rahmen für eine erfolgreiche Koordination zu setzen. Um eine stärkere Verzahnung zwischen den Ebenen zu erreichen, sollten zudem Maßnahmen geprüft werden, um die Ergebnistransparenz zu erhöhen. Dies ist sowohl hinsichtlich der top-down Prognosen auf Bundesebene von Relevanz als auch im Hinblick auf die KWP auf kommunaler Ebene. Hierdurch kann der Iterationsbedarf zwischen den Planungsprozessen sowie die Unsicherheit bzgl. der potenziellen Transformationspfade reduziert werden.

Generell in den Blick genommen werden muss die Finanzierung bzw. die Finanzierbarkeit des Netzausbaus. Ein koordiniertes Vorgehen bietet gute Möglichkeiten, entsprechende Systemkosten zu reduzieren, dennoch ist der Finanzbedarf enorm. Dies wird im weiteren Verlauf der Studie erarbeitet.

Kapitel 4

Digitalisierung

4 Digitalisierung

4.1 Mehrwert der Digitalisierung von Netzinfrastrukturen

Die Digitalisierung der Netze bietet großes Potenzial zur Effizienzsteigerung und Optimierung des gesamten Energiesystems. Dies gilt grundsätzlich für alle Sparten, besonders ist jedoch der systemische Nutzen im Stromsektor hervorzuheben.

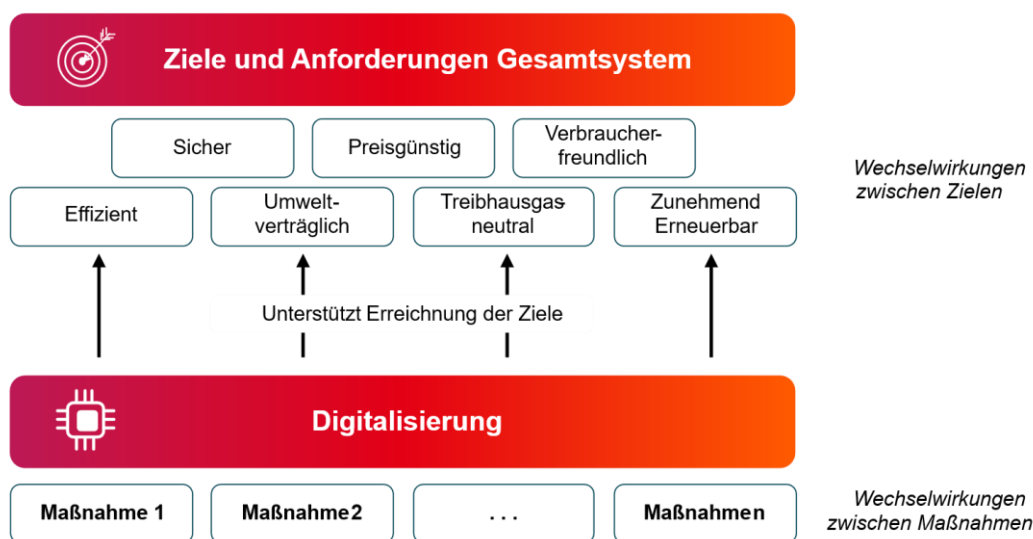


Abbildung 22: Darstellung des systemischen Nutzens der Digitalisierung

Digitalisierung bezeichnet in diesem Kontext den Einsatz von neuen Technologien zur Erhebung von Messdaten und zur Steuerung im Netz, die Transformation von IT- und Datenlandschaft hin zu Standards und Offenheit sowie die Optimierung und Automatisierung von Prozessen und Analysen mit dem Ziel, die Effizienz und Zuverlässigkeit des Netzes zu erhöhen.

4.1.1 Systemischer Nutzen der Digitalisierung im Stromnetz

Eine konsequente Digitalisierung der Stromnetze sowie der begleitenden Prozesse ermöglicht eine bessere Auslastung bestehender und entstehender Netzinfrastrukturen, steigert die Netzananschlusskapazität für erneuerbare Energien und trägt damit wesentlich zur Beschleunigung der Energiewende bei. Durch den verstärkten Einsatz digitaler Technologien können Systemkosten reduziert und der Netzausbau bzw. die Nutzung bestehender Kapazitäten gezielt optimiert werden.⁹ Dadurch lassen sich u.a. Investitionsbedarfe optimieren, was in Anbetracht der notwendigen Ausbaubedarfe ein wesentlicher Mehrwert der Digitalisierung ist.

Digitale Anwendungen im Rahmen von Smart Grid, Smart Metering und dem Internet of Things (IoT) schaffen Möglichkeiten für eine präzise Überwachung und Steuerung, insbesondere in Mittel- und

⁹ Vgl. Kapitel O

Niederspannungsnetzen. Die kontinuierliche Erfassung, Analyse und Steuerbarkeit von Netzdaten erlaubt es, Engpässe präventiv zu identifizieren und im Rahmen der Umsetzbarkeit Flexibilität real einzusetzen, um Leistungsspitzen gezielt zu glätten, wodurch bestehende Netzkapazitäten besser ausgenutzt werden können [29].

Neben der Effizienzsteigerung durch erhöhte Transparenz und bessere Steuerbarkeit ermöglicht die Digitalisierung auch eine langfristige Reduktion von Betriebskosten, wobei kurzfristig Investitionen und Personalaufwand zur Implementierung berücksichtigt werden müssen sowie deren regulatorische Anerkennungsfähigkeit sichergestellt sein sollte. Die Implementierung intelligenter Steuerungssysteme verbessert nicht nur die Netzauslastung, sondern erhöht auch die Versorgungssicherheit, indem sie Lastflüsse optimiert, Engpässe minimiert, eine schnelle Störungsbehebung im Netz sowie ein effektives Wartungsmanagement unterstützt. Digitale Zwillinge, also digitale Abbilder des realen Netzes, erlauben ein Echtzeitmonitoring der Leistungsflüsse sowie Szenarioanalysen auf Basis prognostizierten Verbrauchsverhaltens, um bspw. Wartungsmaßnahmen gezielt zu planen.

Durch die Erhöhung der softwaregestützten Rechenfähigkeit der Netze wird auch eine bedarfsge-
rechtere Netzplanung in Kombination mit flexiblen Steuerungsmöglichkeiten erreicht. So zeigt beispielsweise die Verteilnetzstudie NRW, dass durch eine dezentrale Steuerung von Lasten und Einspeisungen der erforderliche Leitungsausbaubedarf in Niederspannungsnetzen durch gesteuertes Laden um bis zu 52 % reduziert werden kann [30].

Ergänzend belegen interne Auswertungen deutschlandweit verteilter Zielnetzplanungsstudien durch die Bergische Universität Wuppertal, dass weiterentwickelte und datenbasierte Planungsmethoden den konventionellen physischen Netzausbau im Mittel um ca. 30 % reduzieren können. Diese Einsparungen resultieren beispielsweise aus einer effizienteren Nutzung vorhandener Infrastrukturen sowie dem gezielten Einsatz spannungsregelnder Betriebsmittel – etwa durch Spannungssollwertanpassungen an Netzstationen oder Umspannwerken inklusive datenbasierter Weitbereichsregelungen. Auch Maßnahmen wie dezentrales Lademanagement und Einspeisesteuerung wurden hierbei berücksichtigt. Insbesondere in ländlichen Verteilnetzen kann dies zu einer Reduktion des herkömmlichen Netzausbaus führen.

Damit der vollständige systemische Nutzen der Digitalisierung in Bezug auf Netzausbaubedarf und Netzbetrieb gehoben werden kann, ist eine Weiterentwicklung des aktuell gültigen Ordnungsrahmens erforderlich.

Wir weisen an dieser Stelle explizit darauf hin, dass die Einspar- bzw. Optimierungspotenziale des Netzausbaubedarfs in der Literatur eine große Bandbreite aufweisen und auch in der Anwendung im Einzelfall in jedem einzelnen Netz sehr spezifisch zu betrachten sind.

Im Rahmen dieser Studie war es daher nicht der Zweck, eigenständige Erhebungen und Analysen durchzuführen mit Blick auf eine Quantifizierung des möglichen Ausbaubedarfs. Es ging vielmehr darum, exemplarisch aufzuzeigen, welche ökonomischen Effekte mit Blick auf Investitionshöhen, Wirtschaftlichkeit, Finanzierbarkeit und Bezahlbarkeit resultieren. Vor diesem Hintergrund ist der gewählte Ansatz in Höhe von 30% exemplarisch zu sehen und stellt einen Mittelwert dar, der in der Literatur beobachtbaren Bandbreite dar.

Darüber hinaus muss betont werden, dass eine Reduktion der Netzausbaubedarfe durch konsequenten Einsatz der Digitalisierung als Instrument zur besseren Nutzung von Flexibilitäten auch eine gesicherte Bereitstellung von Flexibilität voraussetzt. Der Ordnungsrahmen muss zudem entsprechend weiterentwickelt werden, damit die entsprechenden Instrumente auch rechtssicher durch die Netzbetreiber eingesetzt werden können und dürfen.

Weiterhin wurden hier die Anwendung eines dezentralen Lademanagements und Einspeisesteuerung berücksichtigt. Zudem besteht insbesondere in städtischen Verteilnetzen ein erhebliches Potenzial, durch den Einsatz von Smart-Meter-Daten zur Netzzustandsidentifikation Engpässe im Niederspannungsbereich präzise zu erkennen und durch bedarfsgerechten Einsatz von Flexibilitätspotenzialen temporär zu beheben. Datenbasierte digitale Anwendungen können nicht nur im operativen Netzbetrieb für die optimale Netzauslastung, sondern auch in der strategischen Netzplanung zu optimierten Netzstrukturen führen. Daraus folgt, dass diese Anwendungen frühzeitig im operativen Netzbetrieb und in der strategischen Netzplanung integriert werden sollten. Eine enge Verzahnung von Betriebs-, Planungs- und Investitionsprozessen ist hierfür von zentraler Bedeutung.

4.1.2 Systemischer Nutzen der Digitalisierung in Netzen aller Sparten

Im Stromnetz sind aufgrund des bestehenden Rechtsrahmens und dem damit einhergehenden Nutzen einige Digitalisierungsmaßnahmen zwingend umzusetzen, wie bspw. der Rollout von Smart Metern sowie die weitere Digitalisierung und Automatisierung der Netzplanung und Netzführung. Zusätzlich bietet die Digitalisierung für alle Sparten übergreifend weitere Nutzenpotenziale. Wärmeerzeugung und -verteilung können durch smarte Steuerungssysteme an den tatsächlichen Bedarf angepasst werden. Eine intelligente Netzführung verbessert zudem die Integration erneuerbarer Energiequellen wie Geothermie oder Solarthermie, wodurch das System nachhaltiger und flexibler wird. Gleichzeitig gewinnt die Verbrauchssteuerung an Bedeutung. Digitale Wärmezähler erlauben eine exakte Messung und faire Abrechnung, während KI-gestützte Verbrauchsprognosen Lastspitzen vorhersagen und das Netz entlasten können. Um die Effizienz weiter zu steigern, ist die Flexibilisierung der Wärmenetze notwendig [31].

Die Studie „KI in der Fernwärme“ des Future Energy Lab zeigt, wie künstliche Intelligenz gezielt in Wärmenetzen eingesetzt werden kann. Dabei liegt der Fokus auf der präzisen Prognose des Wärmebedarfs, der effizienteren Steuerung des Netzbetriebs und der dynamischen Anpassung von Energieströmen, um Verluste zu reduzieren. Besonders relevant ist die KI-gestützte Analyse von Netzdaten, die eine flexible und ressourcenschonende Steuerung ermöglicht. Solche Konzepte lassen sich nicht nur auf Wärmenetze, sondern auch auf Gasnetze übertragen, um die Dekarbonisierung voranzutreiben [32].

Ein weiterer Anwendungsfall in Netzen aller Sparten ist die vorausschauende Wartung, auch als Predictive Maintenance bekannt. Durch den Einsatz künstlicher Intelligenz lassen sich perspektivisch Störungen oder Leckagen frühzeitig erkennen, sodass teure Ausfälle und Reparaturen vermieden werden können [33, 34]. Die automatische Störungserkennung ist elementar, da manuelle Überwachung ineffizient ist und digitale Systeme kritische Zustände schneller erfassen und darauf reagieren können. Auch die datengetriebene Netzauslegung wird zunehmend wichtiger, da sie auf digitalen Simulationen und realen Verbrauchsdaten basiert und eine optimale Dimensionierung

ermöglicht. Weiterhin erfordert die Integration erneuerbarer Energien dynamische Steuerungsmöglichkeiten, die durch digitale Technologien realisierbar sind.

Insgesamt trägt die Digitalisierung in allen Sparten dazu bei, Energieverluste zu minimieren, wodurch sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Vorteile entstehen [35]. Die Netz-Digitalisierung bietet daher großes Potenzial, um die Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit im Netzbetrieb zu verbessern. Im Stromnetz bietet die Digitalisierung neben den beschriebenen allgemeinen Vorteilen zusätzlich die Möglichkeit, mit den Herausforderungen der Energiewende angemessen umzugehen. Daher fokussiert die vorliegende Studie in der weiteren Analyse der Digitalisierung auf das Stromnetz.

4.2 Gesetzliche Anforderungen an die Digitalisierung im Stromnetz

Die Politik trägt den physikalischen Herausforderungen im Stromnetz aufgrund des Fortschreitens der Energiewende Rechnung, berücksichtigt dabei die mit der Digitalisierung der Netze einhergehenden Möglichkeiten und hat entsprechende normative Regelungen geschaffen, die in den folgenden Absätzen dargestellt sind. Die physikalischen Herausforderungen im Stromnetz im Zuge der Energiewende wurden grundsätzlich anerkannt und normative Regelungen zur Digitalisierung der Netze bereits geschaffen. Diese Vorgaben – etwa im Rahmen von § 14a EnWG – zielen jedoch vielfach noch auf zentrale Steuerungslogiken ab und verfolgen in der Perspektive in Teilen weiterhin das Zielbild einer „Kupferplatte“, bei der Netzengpässe technisch beherrschbar gemacht statt systemisch vermeidbar werden. Konkrete finanzielle Anreize für die Umsetzung digitaler, netzdienlicher Maßnahmen fehlen wie oben beschrieben bislang weitgehend. Den Netzbetreibern werden zwar einzelne Instrumente zur Verfügung gestellt, um die Netzstabilität zu sichern und Effizienzpotenziale zu heben, ein konsistenter politischer Rahmen, der die Möglichkeiten der Digitalisierung voll ausschöpft und dabei wirtschaftliche Anreize setzt, ist jedoch bislang nicht ausreichend etabliert. Im Kern geht es daher darum, die Regelungen so weiterzuentwickeln, dass das Zielbild der Kupferplatte hinterfragt werden kann und darf und der Netzausbaubedarf durch konsequente Nutzung von Flexibilitäten reduziert werden kann.

Die Regelungen im Status quo legen die Rahmenbedingungen für die Digitalisierung fest und geben den Netzbetreibern Instrumente an die Hand, um die Netzstabilität zu sichern und gleichzeitig Effizienzsteigerungen zu realisieren.

Traditionell wurde die Last- und Erzeugungsbalance im Stromnetz durch die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Hilfe von Großkraftwerken sichergestellt. Dies wurde im Rahmen des Redispatch 1.0-Regimes umgesetzt, bei dem gezielte Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken vorgenommen wurden, um Netzengpässe zu vermeiden. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, die auch sehr stark in die Mittel- und Niederspannungsnetze integriert wurden, ergab sich die Notwendigkeit, die Verteilnetzbetreiber in das Redispatch-Regime einzubeziehen und die Regelung der Last- und Einspeisung lokal aber auch übergreifend koordiniert umzusetzen. Das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG 2.0) zielte darauf ab, die Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Ausbau der Stromnetze weiter zu beschleunigen und effizienter zu gestalten. Ein Schwerpunkt lag auf der Integration digitaler Technologien zur Optimierung der Netzsteuerung und -überwachung, insbesondere in den Verteilnetzen (Redispatch 2.0) und für Anlagen

>100 Kilowatt. Die Politik erwartete, dass dies eine flexiblere und effizientere Steuerung der Stromproduktion ermöglichen würde, um Netzausbaukosten zu reduzieren und drohende Engpässe kostenoptimiert zu beheben. Allerdings gab es erhebliche Probleme bei der Umsetzung, insbesondere aufgrund des hohen administrativen Aufwands und der branchenübergreifenden Stakeholderprozesse (z. B. Lieferanten, Einsatzverantwortliche, Netzbetreiber ÜNB und VNB, Anlagenbetreiber, etc..) sowie der unzureichenden Digitalisierung und IT-Infrastruktur. Die Einführung verlief schlecht und aktuell läuft aufgrund der hohen bürokratischen Prozesse und Umsetzungsaufwände bei den Beteiligten ein Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zur Fortentwicklung des Redispatch 2.0 Regimes. Die Prozesse sind zu schärfen, zu vereinfachen und schnell umzusetzen. Zudem sind insbesondere die Lieferanten und Anlagenbetreiber, Einsatzverantwortlichen, zukünftig auch Messstellenbetreiber mit Blick auf die Weiterentwicklung der Steuerbarkeit hin zu kleinen Einspeisern (ab 7 kW, „Kleines EnWG §9“) ebenfalls in die Pflicht zu nehmen.

Durch die Aktivitäten zur Wärme- und Mobilitätswende rückt das Management der Nachfrageseite im Stromnetz insbesondere in den niedrigeren Spannungsebenen weiter in den Fokus. Ein digitalisiertes Netz in Verbindung mit rechtlichen Rahmenbedingungen ermöglicht Anreize zur Lastverschiebung beispielsweise bei Wärmepumpen, E-Autos oder Einspeicherung von Strom. Prosumer wie Privathaushalte und Gewerbebetriebe mit eigener PV-Anlage können im Idealfall wirtschaftlich profitieren und sich gleichzeitig netzdienlich, ohne übergreifende Koordination aber auch netzschädlich (bspw. bei vertrieblichen Anreizen ohne Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber bei Engpässen), verhalten, sofern die Anreize ausreichend hoch sind und die Verhaltensänderung aufgrund der technischen Möglichkeiten einfach und optimalerweise ohne Komforteinbußen umgesetzt werden kann.

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) wurde 2023 eine wichtige Grundlage geschaffen, um den Einbau intelligenter Messsysteme – sogenannter Smart-Meter – unbürokratisch und schneller voranzutreiben. Das GNDEW beinhaltet Änderungen am Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und der Ladesäulenverordnung. Ziel ist es, die Mess- und Steuerungsmöglichkeiten der flexiblen Verbraucher und Einspeiser in den Netzen zu erhöhen und die Effizienz sowie die Stabilität des Stromnetzes durch digitale Steuerungsfunktionen aufrecht zu erhalten. Zu nennen ist hier insbesondere der § 14a EnWG und seine Ende 2023 erschienene Ausgestaltung in den Beschlüssen BK6-22-300 und BK8-22/010-A der Bundesnetzagentur. Diese Regelungen ermöglichen es Verteilnetzbetreibern, steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wallboxen, Wärmepumpen und Stromspeicher zur Vermeidung von Netzüberlastungen temporär zu dimmen. Dies soll bei schnellerer Integration dieser neuartigen Verbraucher sowie erneuerbarer Energien eine sichere Versorgung aufrechterhalten. Verbraucher können von reduzierten Netzentgelten profitieren, müssen sich jedoch auf neue Regelungen und technische Voraussetzungen wie intelligentes Messsystem, Steuerungseinheiten oder auch Heimenergiemanagementsysteme einstellen. Die Umsetzung dieser Regelung stellt sowohl Verteilnetzbetreiber und Messstellenbetreiber als auch Verbraucher vor Herausforderungen, bietet jedoch auch erhebliche Chancen zur Digitalisierung des Stromnetzes. Trotz Steuerungs- und Messmöglichkeiten ist bei Zunahme von Dimmvorgängen der Netzbetreiber laut Festlegung der Bundesnetzagentur derzeit weiterhin verpflichtet das Netz auszubauen. Diese Vorgabe verhindert den effizienten Betrieb der Netze und sollte dringend durch Nachjustierung behoben bzw. abgemildert werden.

Zwar zeigen Ausbau- und Stromertragszahlen grundsätzlich Fortschritte, doch bleiben sie deutlich hinter den gesetzten Zielvorgaben zurück. Gleichzeitig bringt die zunehmend volatile Stromerzeugung erhebliche Systemungleichgewichte mit sich, die durch den verzögerten Netzausbau – insbesondere in den Spannungsebenen ab Hochspannung aufwärts – verschärft werden. Die Folge sind zunehmende Netzengpässe, die sich nicht nur auf die Versorgungssicherheit, sondern auch indirekt auf den Börsenstrompreis auswirken. So erreichte die Zahl negativer Stunden am Strommarkt laut Bundesnetzagentur mit 457 im Jahr 2024 einen neuen Höchststand. Eine Weiterentwicklung des Marktdesigns ist immer noch Gegenstand der politischen Diskussion.

Mit dem am 25.02.2025 in Kraft getretenen Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung temporärer Erzeugungsüberschüsse wurde auf die Problematik der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und der Systemstabilität reagiert: Technische Vorgaben für Betreiber von Anlagen größer 7 Kilowatt wurden angepasst, und der Rollout intelligenter Messsysteme soll wirtschaftlicher gestaltet und beschleunigt werden. Ergänzend wurden flexible Netzananschlussvereinbarungen eingeführt, mit denen die maximale Wirkleistungseinspeisung zeitlich und mengenmäßig begrenzt werden kann. Auch die Einsatzmöglichkeiten von Speichern wurden erweitert. Die Gesetzesnovelle umfasst Änderungen u. a. im EnWG, MsbG und EEG. Für die Aufgabenstellung dieser Studie vor allem relevant sind folgende rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen:

- § 14a EnWG, der eine Überwachung des Netzzustands und netzdienliches Steuern von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bis spätestens 2029 für die Netze, bei denen Engpässe vorhanden sind, vorschreibt. Die betroffenen Netzbetreiber sollen eine digitale Niederspannungs-Leitstelle (Digitaler Zwillings) aufbauen, die bei Netzengpässen automatisiert Maßnahmen ableitet und Steuerungssignale sendet. Die Dimmungsvorgänge sind zu dokumentieren und zu veröffentlichen, sodass alle Vorgänge nachweisbar sind. Durch das Gesetz soll sichergestellt werden, dass alle Anschlussanfragen von steuerbaren Verbrauchern nach Übermittlung der relevanten Anschlussunterlagen an das Netz angeschlossen werden können [36].
- §§ 9 EEG und 12 a–h EnWG (neu), die vorsehen, dass die Einspeisemessung und Steuerung von PV-Anlagen durch den Netzbetreiber (in Zusammenarbeit mit dem Messstellenbetreiber, geregelt im MsbG, hier nicht betrachtet) für alle Anlagen ab 7 kW hergestellt und regelmäßig getestet werden müssen. Als Übergangsregelung bis zur Installation und Testung einer Steuerungseinrichtung muss standardmäßig eine Reduktion auf 60 % der Nennleistung erfolgen. Sogenannte „Balkonanlagen“ sind weiterhin ausgenommen. Bei Nichterfüllung der Steuerungsverpflichtung drohen Messstellenbetreibern, Anschlussnetzbetreibern und Anlagenbetreibern Sanktionen.
- §§ 19 und 85d EEG (neu) erweitern den Einsatz von Speichern, insbesondere die gemeinsame Speicherung von EE- und Graustrom sowie die Netz-Rückspeisung.
- §§ 17 EnWG und 8a EEG (neu) sehen flexible Netzananschluss-Verträge vor. Der Aufbau einer digitalen Netzananschluss-Plattform (inkl. Programmierschnittstelle) für unverbindliche Anfragen und Kapazitätsreservierungen ist in der aktuellen Novelle nicht enthalten, wird aber für die nächste Ausbaustufe erwartet.

Um die Digitalisierung der Infrastrukturen und Prozesse voranzutreiben, entwirft die Bundesnetzagentur aktuell außerdem Vorgaben und etwaige Kennzahlen zur Messung der Energiewendekompetenz in der Anreizregulierung für die Kategorien „Netzananschluss“, „Digitalisierung“ und „Smart Grid“

[37]. Zur Erfüllung der Kennzahlen ist eine durchgängige Digitalisierung des Niederspannungsnetzbetriebs unumgänglich.

4.3 Umsetzung der Digitalisierung durch die Netzbetreiber

Die zahlreichen Maßnahmen zum Aufbau des digitalen Netzbetriebs müssen von den Unternehmen neben dem Tagesgeschäft und parallel zu weiteren regulatorischen Anforderungen umgesetzt werden und steigern zunächst die Kosten. Die einzelnen Digitalisierungsmaßnahmen sind nicht unabhängig voneinander, sondern bauen teilweise aufeinander auf, wobei die Netzbetreiber oft auf die Zuarbeit Dritter (u.a. IT-Hersteller, IT-Dienstleister, Dienstleister bei der Ausbringung von Mess- und Steuertechnik, Kommunikationsdienste) sowie die Zusammenarbeit mit anderen Marktpartnern angewiesen sind.

Die notwendigen Digitalisierungsmaßnahmen lassen sich in drei Aspekte unterteilen. Es muss eine digitale Datenbasis geschaffen werden, was gleichermaßen Grundlage für viele weitere Maßnahmen ist. Des Weiteren empfiehlt es sich, einen digitalen Zwilling des Niederspannungsnetzes aufzubauen und eine auf diesem aufbauende digitale Netzanschlussplattform zu etablieren. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass für die Systeme selbst bei weitgehendem Outsourcing dauerhaft Ressourcen für Wartung und Support bereitgestellt werden müssen.

4.3.1 Digitale Datenbasis

Der Aufbau einer digitalen Datenbasis in Form von Stamm- und Bewegungsdaten ist arbeitsintensiv, führt aber zu einer Vereinfachung zahlreicher interner Prozesse. Hierzu müssen vorab Verantwortlichkeiten geklärt und ein Datenmanagement aufgesetzt werden, denn benötigte Daten liegen teilweise nicht oder nicht in digitaler Form und oft in vielen verschiedenen, historisch gewachsenen Datensilos vor, so dass eine enge Zusammenarbeit nahezu aller Organisationseinheiten des Netzbetreibers erforderlich ist. Während noch nicht digital verfügbare Daten erfasst sowie neue Datenquellen erschlossen werden, werden Marktstandards bzgl. Benennung und Formaten eingeführt und die unternehmensinternen Datenbezeichnungen auf den Marktstandard gemappt. Wichtig ist auch, extern erfasste Daten, beispielsweise aus dem Marktstammdatenregister zu berücksichtigen bzw. einzubinden. Der weitere Erfolg aller Digitalisierungsmaßnahmen wird durch die Vollständigkeit und Qualität dieses Schritts geprägt. Für ein idealtypisches Datenmodell sind vier Säulen maßgeblich:

Kunden: Neben den bislang bekannten Gewerbe-/Industriekunden und Groß-Anlagenbetreibern rücken zunehmend Privatkunden (Prosumer) in den Fokus. Konsequenzen sind erhöhte Datenschutzerfordernisse, die Notwendigkeit, Datenstrukturen massentauglich nutzbar zu machen sowie die eindeutige Identifizierbarkeit von Netzanschluss und Verbrauchsstelle in der Niederspannungstopologie.

Netz: Die Netztopologie wird für Berechnungen aller Art, also etwa Anschluss-Bewertung, Engpass-Ermittlung und Steuer-Maßnahmen-Identifikation, bereinigt¹⁰ und digital erfasst, um sodann eine

¹⁰ Fehlende Daten wie bspw. Schalterstände müssen tlw. im Feld erhoben werden, so dass ein entsprechender Zeit- und Ressourceneinsatz einzuplanen ist

automatisierte massentaugliche Zuordnung der Objekte in der Topologie zu Betriebsmittel- und Netzanschlussdaten herzustellen. Diese Objekte können dann künftig mit allen relevanten Parametern sowie historischen und aktuellen Last- und Einspeisedaten automatisiert bereitgestellt werden. Über eine digitale Kopplung zum Netzanschlussprozess wird angestrebt, die Netzverträglichkeitsprüfung – insbesondere für EE-Anlagen und § 14a-EnWG-Anlagen – systemisch zu integrieren und dadurch zu beschleunigen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine solche Automatisierung vor allem bei Standardanschlüssen sinnvoll und effizient ist. Bei größeren Lasten oder komplexeren Anschlussvorhaben sind weiterhin individuelle technische Bewertungen erforderlich, die nicht durch standardisierte Portallösungen abgedeckt werden können. Hier muss der Aufwand in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen stehen.

Anlagen: Neben Großanlagen kommen auch Strukturen „hinter“ dem privaten Netzanschluss hinzu, die durch sogenannte standardisierte Lokationsbündel (enthalten u.a. Anlagen, Messungen und Messkonzepte) repräsentiert werden. Neben der Standardisierung der Datenstrukturen muss eine automatische Zuordnung von Identifikatoren und Parametern im Netzanschlussprozess und aus dem Marktstammdatenregister sichergestellt werden.

Betriebsmittel: Neben den Netzanschlüssen erfordert die Lastflussberechnung und Engpassbestimmung die Erfassung und Hinterlegung der Betriebsmittel-Stammdaten (z. B. Querschnitte, thermische Grenzwerte) sowie das Mapping von Messungen auf Objekte in der Netztopologie.

Bei der Bereinigung der innerbetrieblichen Datenstrukturen kommt es darauf an, Verantwortlichkeiten klar zu definieren, eventuelle Papier-Daten-Quellen schnellstmöglich zu digitalisieren, Redundanzen und Dubletten zu beseitigen, fehlende Informationen u.a. aus dem Feld zu ergänzen, eindeutige Identifier zu vereinbaren, den Abgleich mit externen Quellen (MaStR) zu suchen und – wo noch nicht geschehen – auf Branchenstandards umzustellen.

4.3.2 Digitaler Zwilling

Als digitaler Zwilling wird ein virtuelles Abbild des physischen Strom-Verteilnetzes bezeichnet, das kontinuierlich mit Echtzeitdaten aktualisiert wird. In den höheren Spannungsebenen stellt die Netzleitstelle einen solchen Zwilling dar, in der bspw. Redispatch-Maßnahmen umgesetzt werden. Hier wird insbesondere der massentaugliche, vollautomatische digitale Zwilling des Niederspannungsnetzes, der von den meisten Netzbetreibern aktuell noch aufgebaut werden muss, betrachtet. Der Zwilling ermöglicht die präzise Überwachung, Analyse und Optimierung des Netzbetriebs, indem er Lastflüsse berechnet, um potenzielle Engpässe zu erkennen und Maßnahmen zu deren Behebung abzuleiten und anzuweisen. Zudem unterstützt er die vorausschauende Wartung von Betriebsmitteln durch die Überwachung und Zustandsbewertung von Komponenten wie Transformatoren und Leitungen. Bei der Planung von Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen hilft der digitale Zwilling, die Auswirkungen neuer Infrastrukturprojekte zu simulieren und optimale Lösungen zu identifizieren. Schließlich unterstützt er die Integration erneuerbarer Energien, indem er Netzkapazität und -belastung in Echtzeit überwacht und im Falle eines Engpasses steuernd eingreift, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Auch bei der Wiederversorgung kann er unterstützen.

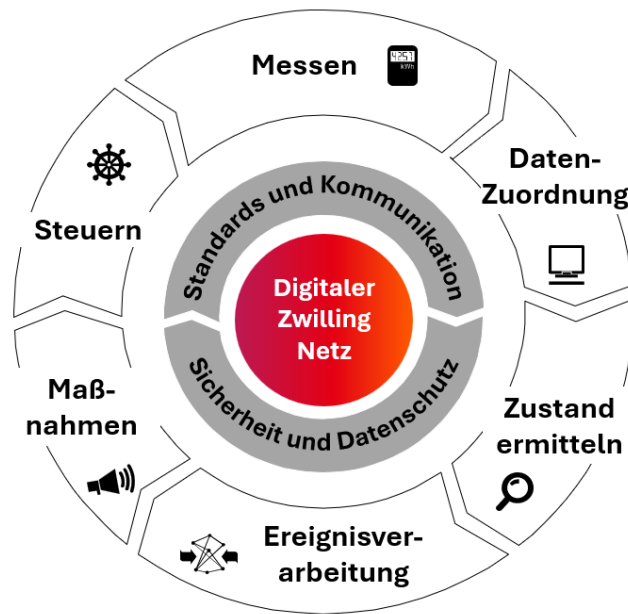


Abbildung 23: Regelkreis des digitalen Zwillings

Aufgrund der hohen Komplexität und Wechselwirkungen der Maßnahmen untereinander sollte der digitale Zwilling in einem gestuften Vorgehen mit zahlreichen Test- und Feedbackschleifen aufgebaut werden. Je nach individueller Situation beim Netzbetreiber (bspw. Rollout-Fortschritt) kann entschieden werden, ob sich zunächst auf die Steuerbarkeit weniger (Pilot) oder Sichtbarmachung aller Ortsnetze (Masse) konzentriert wird, d.h.:

- Aufbereitung Topologie und Daten-Anbindung für ausgewählte Ortsnetze und Anbindung an intelligente Mess- und Steuertechnik sowie intelligente Ortsnetzstationen, dabei dann Identifikation von Lücken (Datenübertragung, Prozesse, Verantwortlichkeiten) und Automatisierungspotenzial, oder
- Aufbereitung Topologie und Daten-Anbindung für alle Ortsnetze und Übernahme von historischen Daten, dabei dann Möglichkeit der Netzanschlussbewertung und Identifikation von kritischen Ortsnetzen.

Im Anschluss an diese Phase wird die massentaugliche Automatisierung, Ausstattung und Anbindung durchgeführt, so dass spätestens bis 2029 die Durchführung einer netzorientierten Steuerung bei Bedarf möglich ist.

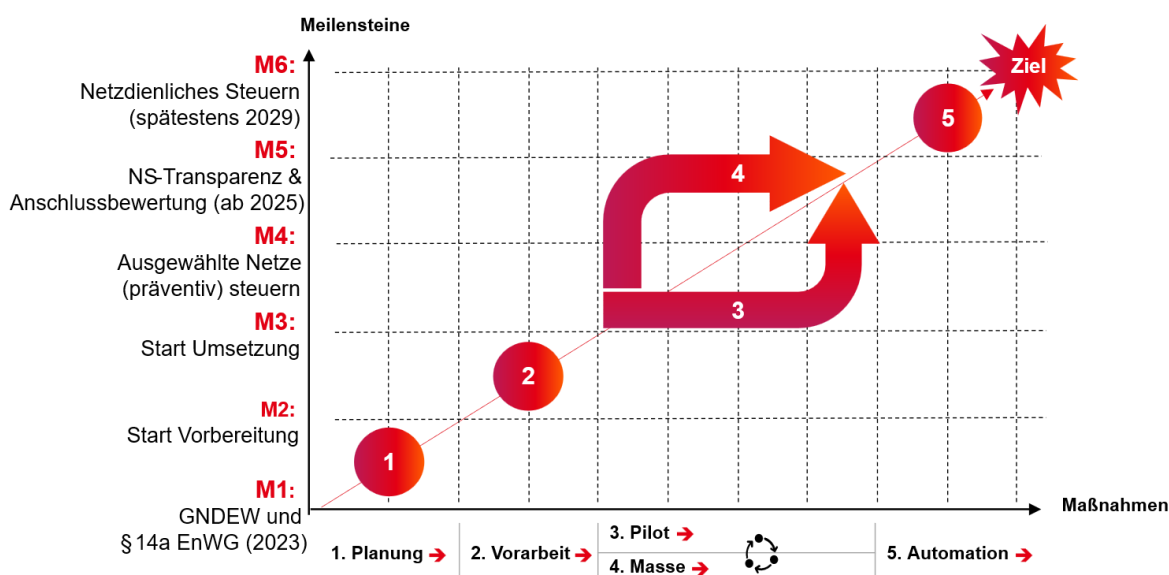


Abbildung 24: Roadmap zum Digitalen Zwilling

4.3.3 Digitale Netzanschlussplattform

Die digitale Netzanschlussplattform soll im Endausbau sämtliche Netzanschlussprozesse über alle Spannungsebenen sowie Anschluss- und Anlagentypen hinweg abbilden. Dabei handelt es sich um eine Weiterentwicklung bereits heute bestehender gesetzlicher Verpflichtungen. Eine zeitliche Staffelung oder Priorisierung nach Spannungsebenen ist entsprechend des aktuellen Diskussionsstandes nicht vorgesehen. Dies kann in der Praxis (z. B. in der Hochspannung oder auch bei komplexen Mittelspannungsanschlüssen) zu Umsetzungs Herausforderungen führen (Abbildung 25).

Aktuell muss mindestens für Niederspannungskunden gemäß Netzanschlussverordnung (NAV) eine digitale Plattform bereitgestellt werden, über die der Kunde und sein Installateur alle Prozesse, die seinen Netzanschluss betreffen, digital abwickeln können. Diese Prozesse umfassen den Neuanschluss für alle Sparten, aber auch die Anmeldung einer EEG- oder steuerbaren Verbrauchs-Anlage (Energiewende-Anlagen). Die digitale Plattform muss über „VNB Digital“ erreichbar und ab Mitte 2025 barrierefrei sein. Als Schaufenster zum Kunden wird meist ein Netzanschluss-Portal bereitgestellt, aber ihre Potenziale spielt die Plattform erst dann aus, wenn sie digital mit dem Kunden interagiert, z. B. Terminvereinbarungen macht und vollautomatisch Daten mit den Backend-Systemen austauscht, beispielsweise mit dem Geographischen Informationssystem (GIS), dem Betriebsinformationssystem (BIS) sowie Netzberechnungstools, wie dem oben beschriebenen Digitalen Zwilling, zur Netzverträglichkeitsprüfung aufruft und die Ergebnisse zurückspielt.

Eine solche Plattform entlastet die Mitarbeitenden und schafft so Freiraum für Innovationen, fördert die Kundenzufriedenheit durch Transparenz und schafft Mehrwert für das System durch den beschleunigten Anschluss von Energiewende-Anlagen.

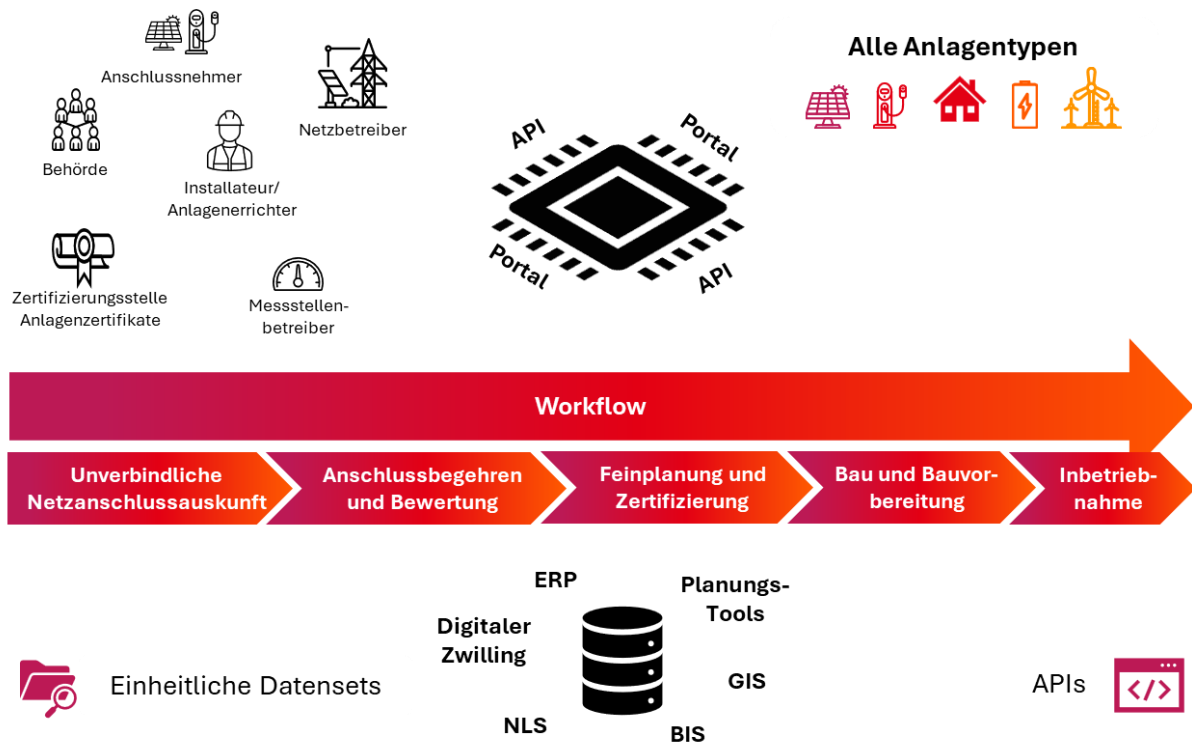


Abbildung 25: Digitale Netzanschlussplattform

4.4 Handlungsempfehlungen

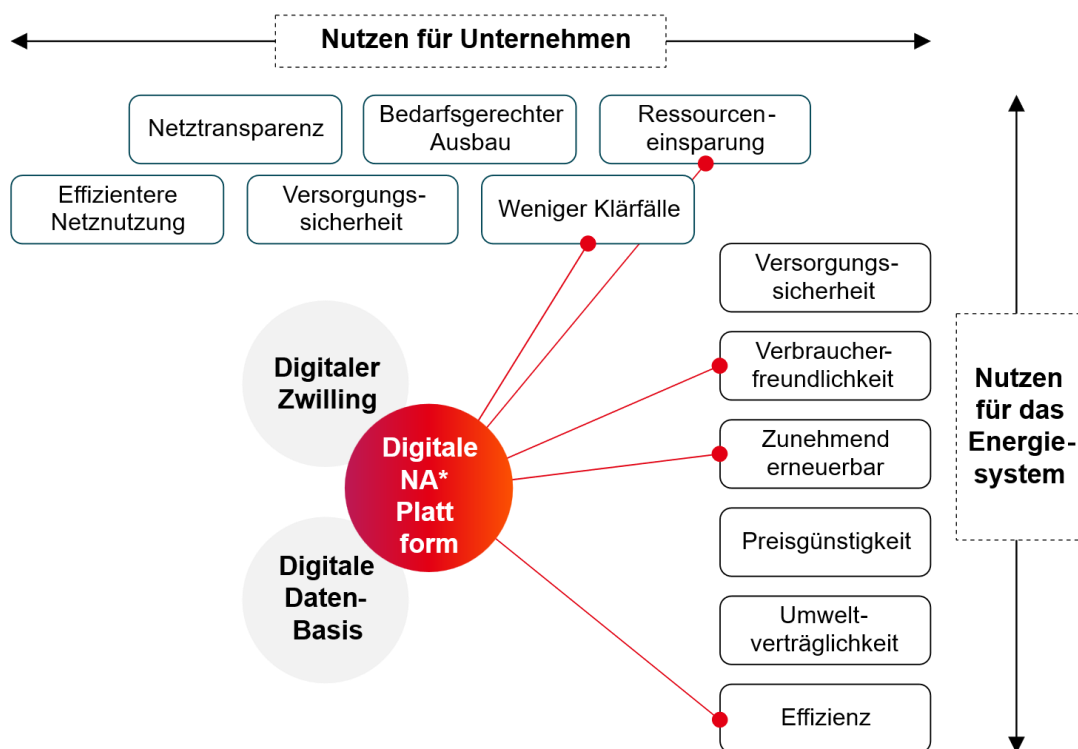
Um den in Kapitel 4.1 beschriebenen systemischen Nutzen der Digitalisierung zu erschließen, hat der Gesetzgeber in den vergangenen Jahren diverse Vorgaben (vgl. Kapitel 4.2) gemacht, die den zeitlichen und inhaltlichen Rahmen für die Umsetzung der Digitalisierung in den Unternehmen vorgeben. Drei zentrale Maßnahmen wurden für die netzbetreiberseitige Umsetzung der Digitalisierung in Kapitel 4.3 definiert: Aufbau einer digitalen Datenbasis, Implementierung eines digitalen Zwillings und Einführung einer digitalen Netzanschlussplattform. Aus diesen Digitalisierungssystemen kann auch das Unternehmen diversen Nutzen ziehen:

Eine strukturierte Datenbasis vereinfacht interne Prozesse erheblich, indem sie klare Verantwortlichkeiten schafft, Dubletten eliminiert und die Netzbetreiber in die Lage versetzt, ihre Infrastruktur effizienter zu verwalten. Zudem bildet sie die Grundlage für weitere Digitalisierungsmaßnahmen, indem sie die Datenqualität verbessert.

Durch den digitalen Zwilling lassen sich Netzengpässe frühzeitig erkennen und gezielt Maßnahmen zur Behebung ergreifen. Netzbetreiber können Wartungs- und Ausbauentscheidungen datenbasiert treffen, wodurch Betriebskosten gesenkt und Investitionen gezielter eingesetzt werden. Die verbesserte Transparenz führt zudem zu einer effizienteren Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten.

Die digitale Netzanschlussplattform entlastet die Mitarbeitenden, indem sie manuelle Prozesse reduziert und eine effiziente Kommunikation zwischen Kunden, Installateuren und Netzbetreibern ermöglicht. Gleichzeitig trägt sie zur Beschleunigung des Energiewende-Ausbaus bei, indem Transparenz im Prozess gewährleistet wird.

Abbildung 25 zeigt, beispielhaft für die digitale Netzanschlussplattform, wie diese Maßnahme sowohl für das Gesamtsystem als auch für die Unternehmen Nutzen stiftet: Unternehmen profitieren von dieser Netzanschlussplattform dadurch, dass der Prozess deutlich beschleunigt wird und außerdem weniger Klärfälle auftreten, wodurch signifikant (Personal-)Ressourcen eingespart werden können. Auch das Gesamtsystem profitiert von der Netzanschlussplattform, da durch Standardisierung und Automatisierung die Zahl der Benutzereingaben und -eingriffe reduziert werden kann, was die Verbraucherfreundlichkeit erhöht. Auch der weitere Ausbau erneuerbarer Energien wird vereinfacht. Insgesamt ergibt sich eine Effizienzsteigerung, wodurch Netzkosten gesenkt und Verbraucher entlastet werden können.



Exemplarische Digitalisierungsmaßnahmen, verbinden System - mit Unternehmensnutzen

Abbildung 26: System- und Unternehmensnutzen von Digitalisierungsmaßnahmen

Festzuhalten ist, dass ein wohlüberlegter Einsatz von digitalen Anwendungen bei vergleichsweise geringen Kosten hohe Effizienzgewinne, zahlreiche Synergieeffekte und damit volkswirtschaftlich große Nutzen mit sich bringt. Diese Nutzen sollten im Zentrum aller Maßnahmen stehen, durch die der energiewirtschaftliche Ordnungsrahmen hinsichtlich der Digitalisierung weiterentwickelt wird.

Bei der Umsetzung der Digitalisierung in der Praxis zeigen sich Herausforderungen, die zu drei wesentlichen Empfehlungen sowohl an den Ordnungsrahmen und auch an die Unternehmen führen: Zur Unterstützung der Digitalisierung müssen Rahmenbedingungen verbessert, mit Komplexität methodisch umgegangen und die Koordination und Kooperation zwischen den Akteuren ausgebaut werden.

4.4.1 Verbesserte Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Digitalisierung

Durch die aktuelle Ausgestaltung des Regulierungsrahmens verbunden mit einer hohen Änderungs- geschwindigkeit bei Digitalisierungsvorgaben wird eine innovationshindernde abwartende Haltung gefördert. An den Ordnungsrahmen bzw. die Regulierung richtet sich deshalb die Empfehlung, eine verbesserte Anerkennung der operativen Digitalisierungskosten aber auch für vorausschauende Maßnahmen und Pilotprojekte zu schaffen. Über die Regulierung sind weitere Anreize für Innovationen zu realisieren, um den CAPEX-OPEX-Shift zu unterstützen. Die Berechnungen (vgl. Kapitel 7.2.4) haben gezeigt, dass Mehrkosten einer vollständigen Anerkennung für Verbraucher marginal bzw. vernachlässigbar sind und der systemische Nutzen durch realisierbare Einsparungen die kurzfristigen Zusatzkosten für Verbraucher um ein Vielfaches übersteigt. Im Ergebnis wird so sichergestellt, dass die Digitalisierung umgesetzt werden kann. Generell notwendig ist eine Stabilität der Regelungen z. B. durch De-Minimis-Regelungen, Bündelung oder Verzicht auf Detailregelungen. Ein hoher Grad an Standardisierung bei Instrumenten und Prozessen ist zwar essenziell, normative Vorgaben sollten jedoch nicht zu eng gefasst und so Spielräume für pragmatische Ansätze geschaffen werden.

Innerhalb der Unternehmen müssen Spielräume effizient genutzt und die Digitalisierung proaktiv angegangen werden. Es wird empfohlen, den Unternehmens- und Systemnutzen zu verdeutlichen und ein klares Zielbild zur Digitalisierung bei allen Mitarbeitenden zu verankern. Neben der Umsetzung der gesetzlichen Forderungen bietet die Digitalisierung unternehmensweit Möglichkeiten zur überprüfbaren Effizienzsteigerung als Basis für die Kostenanerkennung (bspw. Erfüllung der zukünftigen Energiewende-KPIs). Ein unternehmensweites Daten-Management trägt zur Qualitätsverbesserung bei und Effizienzsteigerung schafft trotz begrenzter Ressourcen Freiraum für die aktive Mitgestaltung der Energiewende.

In der Praxis zeigt sich, dass zukünftig weitere Instrumente für den Netzbetrieb benötigt werden. Zudem gibt es noch keine ausreichende Berücksichtigung der Instrumente des digitalen Netzbetriebs in der Niederspannungs-Netzplanung. Weitere Instrumente für einen effizienten Netzbetrieb (beispielsweise Bündelung von Flexibilitäten und netzdienlicher Speichereinsatz) sollten auf Basis von noch zu gewinnenden Praxis-Erfahrungen entworfen und im Ordnungsrahmen und beim Netzbetreiber umgesetzt werden. Zur Hebung von Effizienzpotenzialen müssen die Planungsgrundsätze in der Niederspannung (für Verbraucher bspw. analog zur 3-Prozent-Spitzenkappung bei steuerbaren Erzeugern) individuell an die vorhandenen und zukünftigen Instrumente beim Netzbetreiber oder in Zusammenarbeit mit den Verbänden angepasst werden.

4.4.2 Umgang mit Komplexität

Die Entwicklung und Einführung neuer Technologien und Prozesse für die Systemintegration digitaler Technologien stellt viele Unternehmen und ihre Dienstleister mit ihren begrenzten Ressourcen, parallellaufendem Tagesgeschäft und unterschiedlichen Startbedingungen vor erhebliche Herausforderungen. Der Umgang mit der nicht nur durch die Anzahl der beteiligten Akteure erheblich gestiegenen Komplexität erfordert sowohl von den regelsetzenden Instanzen als auch von den Unternehmen flexible Ansätze. Komplexe energiewirtschaftliche Maßnahmen in einem volatilen Umfeld erfordern außerdem häufige und regelmäßige kurze Praxistests mit Reflexion der Ergebnisse.

Die Empfehlung an den Ordnungsrahmen lautet, zusätzlich zu den meist theoretischen Branchenbefragungen eine stufenweise, praktische Einführung von Änderungen zuzulassen, bei der geplante Vorgaben zunächst in möglichst divers ausgewählten Pilot-Unternehmen auf Praxis- und Massengeschäftstauglichkeit getestet, dann geschärft/angepasst und allgemeingültig ausgerollt werden. Pilotprojekte sollten die Heterogenität der Netzbetreiber (Stadt, Land, groß, klein, ...) widerspiegeln und regulatorische Berücksichtigung finden. Dies erfordert einen zusätzlichen Ressourcenaufwand und Personalaufbau, weil diese Entwicklung nicht parallel zum laufenden Tagesgeschäft erfolgen kann, doch nur so können realistische zeitliche Ziele gesetzt und verfolgt werden.

Unternehmensseitig sollte die Digitalisierung schrittweise mit klarem Fokus auf „anfassbare“ Ergebnisse, Feldversuche, häufige Tests und regelmäßiges Feedback durch alle Betroffenen erfolgen. Optimierter Ressourceneinsatz und schnelle Reaktion auf äußere Einflüsse und Veränderungen sollten durch regelmäßige Priorisierung der Aktivitäten erreicht werden. Die Fokussierung auf Ziele und Hebung von Nutzen und nicht die Umsetzung von Regeln sollte im Vordergrund stehen und durch rechtliche Freiheiten bei der Umsetzung gefördert werden.

4.4.3 Koordination und Kooperation

Die Ausgestaltung der gesetzlichen Energiewendevorgaben erfolgt durch eine Vielzahl von Akteuren (BMWK, BNetzA, BSI, BDEW, FNN, ...). Die Regelwerke umfassen von der Gesetzgebung bis zu den technischen Detaillierungen tausende von Seiten mit einer Vielzahl von Abhängigkeiten und entwickeln sich über längere, nicht synchrone, Zeiträume weiter. Dies kann zu Inkonsistenzen oder Widersprüchen führen. Die kontinuierliche Analyse der Regelwerke, Überprüfung auf Prozess- oder IT-Einflüsse und die Wissensverteilung in den Unternehmen und bei Kunden und Dienstleistern stellt einen erheblichen Zeit- und Kostenfaktor dar.

Es wird empfohlen, akteursübergreifende Transparenz über Ziele, Vorgaben und deren Zusammenhänge bspw. über ein gemeinsames Zielbild sowie Austausch-Plattformen oder -Formate zu schaffen. Zur Koordination der Abhängigkeiten der Regelwerke untereinander sollten die regelsetzenden Instanzen selbst stärker zusammenarbeiten und regelmäßige ggf. KI-gestützte Konsistenzprüfungen vornehmen. Kooperative Ansätze der Unternehmen bei der Erarbeitung der Regelwerke sollten unterstützt und anerkannt werden.

In den Unternehmen verlangt die Digitalisierung insbesondere aufgrund des gemeinsamen Aufbaus und der gemeinsamen Nutzung der digitalen Datenbasis eine starke Vernetzung und übergreifende Koordination, da eine Vielzahl von Fachthemen und Unternehmenseinheiten orchestriert werden müssen. Digitalisierungsaktivitäten sollten aber nicht nur innerhalb eines Unternehmens koordiniert angegangen werden, auch der datenschutzkonforme Austausch mit vor- und nachgelagerten sowie benachbarten Netzbetreibern, Handwerk sowie Kunden sollte intensiviert werden. Durch Kooperation mehrerer gleicher Marktteilnehmer können die Lasten der Analyse der Regelwerke fachspezifisch verteilt und Erkenntnisse über einen regelmäßigen Austausch allen Beteiligten zugänglich gemacht werden. So können für jedes einzelne Unternehmen der Ressourcen-Einsatz optimiert und die Kosten reduziert werden.

Kapitel 5

Ressourcen

5 Ressourcen

5.1 Herausforderungen und Ausgangslage

Im Rahmen der Energiewende in den Verteilnetzen ist das Handlungsfeld „Ressourcen“ von zentraler Bedeutung. Es umfasst insbesondere die Bereiche Material, Personal/ Dienstleister und Flächen, die alle essenziell für den erfolgreichen Ausbau und Betrieb der Netzinfrastruktur sind.

Die Herausforderungen dabei sind insbesondere der Fachkräftemangel durch demografische Entwicklungen, der Wettbewerb um die Fachkräfte sowie die eingeschränkte Verfügbarkeit von Dienstleistern und der dortige Generationenwechsel. Hinzu kommen der Nachfrage hinterherlaufende Produktionskapazitäten, globale und komplexe Lieferketten, lange Lieferzeiten sowie die damit verbundene Preisvolatilität. Auch die eingeschränkte Flächenverfügbarkeit und die Genehmigungsverfahren spielen eine Rolle [38]. Auf der internen Seite stellen unter anderem die Personalvorhaltung und -entwicklung sowie die Einführung von Standards in der Materialwirtschaft eine Herausforderung dar. Demnach sind intern das Personalmanagement, die Materialwirtschaft und die Dienstleister-Steuerung sowie extern die Genehmigungsbehörden als an den Herausforderungen beteiligte Akteure und Prozesse zu identifizieren.

Basierend darauf stellen sich zum einen die Fragen, inwiefern die Attraktivität der Netzbetreiber-Branche durch Regulierung begrenzt wird und was die Konsequenzen von Verzögerungen bei der Umsetzung vor Ort in Bezug auf die Bürgerinnen und Bürger sind. Zum anderen bedarf es Klarheit über Synergiepotenziale zwischen VNB und Dritten sowie der Nutzung der aufzubauenden Ressourcen nach 2045.

5.2 Material

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien führt zu einem erhöhten Bedarf an spezifischen Materialien für den Netzausbau. Um potenziellen Engpässen entgegenzuwirken, sind langfristige und vorausschauende Planungen unerlässlich. Eine Diversifizierung der Beschaffungsquellen, beispielsweise durch die Erschließung neuer Märkte außerhalb Europas, kann Abhängigkeiten reduzieren und die Versorgungssicherheit erhöhen. Notfallpläne sowie der Aufbau von strategischen Lagerbeständen sind weitere Maßnahmen, um auf unvorhergesehene Lieferengpässe reagieren zu können [39]. Zudem trägt die effiziente Nutzung bestehender Infrastrukturen zur Reduzierung des Materialbedarfs bei. Der Einsatz digitaler Tools für die Bedarfsermittlung und das Forecasting auf Basis historischer Daten kann interne Prozesse optimieren [40]. Extern sind staatliche Förderungen, Standardisierungen [41] und Kooperationen mit Lieferanten sowie anderen Netzbetreibern [42] von Bedeutung, um Synergien zu nutzen und Skaleneffekte zu erzielen [43]. Wirtschaftlich gesehen sind die Kosten für Digitalisierung und verbessertes Materialmanagement überschaubar, wenn prozessuale Effizienzsteigerungen durch Echtzeit-Tracking von Materialien erreicht werden können.

Kooperationen zwischen Netzbetreibern fördern den Wissensaustausch und die gemeinsame Nutzung von Lagerkapazitäten, zusätzlich stärken sie die Verhandlungsmacht gegenüber Lieferanten.

Ein Überblick dessen ist in Abbildung 27 dargestellt.



Abbildung 27: Material: Herausforderungen, Lösungsmöglichkeiten und Rahmenbedingungen

5.3 Personal/ Dienstleister

Der Fachkräftemangel stellt eine erhebliche Herausforderung für die Energiewende dar. Um dem entgegenzuwirken, ist es wichtig, die Attraktivität von Berufen im Netzbetrieb zu steigern, beispielsweise durch Imagekampagnen für technische Ausbildungsberufe sowie Studiengänge oder Lehrstühle bzw. die Zusammenarbeit mit Hochschulen im Allgemeinen [44]. Sprachkurse für ausländische Fachkräfte können die Integration erleichtern und den Talentpool erweitern. Die Automatisierung in der Netzplanung sowie flexible Arbeitszeitmodelle und Homeoffice-Angebote erhöhen die Attraktivität der Arbeitsplätze und können zur Mitarbeiterbindung beitragen [44]. Intern sind klare Verantwortlichkeiten, kontinuierliche Fortbildungsprogramme und gezielte Recruiting-Strategien entscheidend, um die benötigten Kompetenzen aufzubauen und zu erhalten. Extern spielen die Standardisierung von Dienstleisterverträgen sowie Partnerschaften mit Dienstleistern und anderen Netzbetreibern eine wichtige Rolle [45]. Aus wirtschaftlicher Sicht werden die unter anderem durch die Digitalisierung entstehenden Kosten durch Effizienzsteigerungen ausgeglichen. Gleichzeitig können prozessuale Verbesserungen durch Automatisierungstools und Schulungsprogramme zur Kompetenzentwicklung erreicht werden. Kooperationen ermöglichen den Austausch von Fachkräften, gemeinsame Ausbildungsprogramme und Forschungsprojekte, um Synergien zu nutzen und den Wissenstransfer zu fördern. In dem Zuge besteht auch die Möglichkeit, dass größere Verteilnetzbetreiber Dienstleistungen für Kleinere anbieten [46] oder sogar gemeinsame Tochtergesellschaften bzw. Joint Ventures gegründet werden [43].

Ein Überblick dessen ist in Abbildung 28 dargestellt.



Abbildung 28: Personal/Dienstleister: Herausforderungen, Lösungsmöglichkeiten und Rahmenbedingungen

5.4 Fläche

Die Verfügbarkeit geeigneter Flächen stellt einen weiteren kritischen Faktor für den Netzausbau dar. So erfordern beispielsweise digitale Netzstationen mehr Fläche als konventionelle Netzstationen. Um Engpässe zu vermeiden, sollten insbesondere Genehmigungsverfahren vereinfacht und beschleunigt werden [38]. Eine koordinierte Planung mit anderen Infrastrukturprojekten und die Steigerung der Flächeneffizienz durch innovative Technologien und Konzepte sind essenziell [47]. Intern unterstützen Geoinformationssysteme (GIS) die Flächenplanung und -verwaltung, während extern verbindliche Zusagen zur Flächenbereitstellung und die Digitalisierung von Verwaltungsprozessen wichtig sind. Wirtschaftlich erfordert dies Investitionen in digitale Planungstools, ansonsten spielen jedoch externe Faktoren wie rechtliche Rahmenbedingungen [38], Standardisierung [41], und staatliche Förderungen eine große Rolle. Kooperationen zwischen Netzbetreibern können die gemeinsame Nutzung von Flächen und Dienstleistern [48] sowie den Aufbau neuer Infrastrukturen umfassen.

Ein Überblick dessen ist in Abbildung 29 dargestellt.

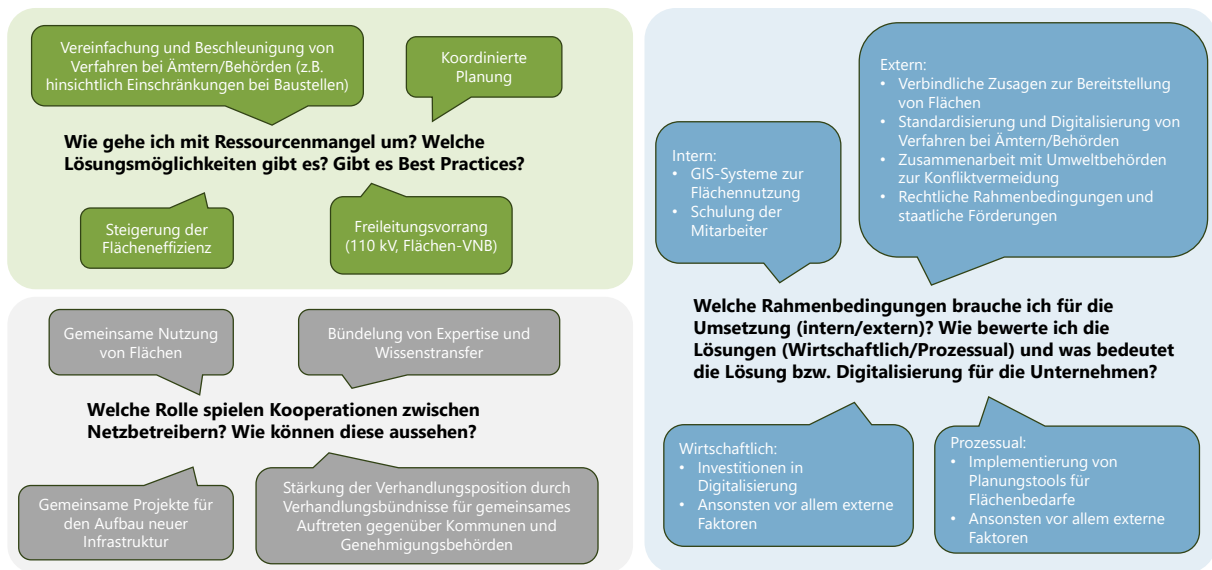


Abbildung 29: Flächenverfügbarkeit: Herausforderungen, Lösungsmöglichkeiten und Rahmenbedingungen

5.5 Handlungsempfehlungen

Die Handlungsempfehlungen im Handlungsfeld „Ressourcen“ für die Energiewende in den Verteilnetzen konzentrieren sich auf drei wesentliche Bereiche: Material, Personal/Dienstleister und Fläche. Um den identifizierten Herausforderungen zu begegnen, sind gezielte Maßnahmen erforderlich.

Zusammenfassend lassen sich die Handlungsempfehlungen auf eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern zur Nutzung von Synergien und Skaleneffekten, eine umfassende Digitalisierung der internen Prozesse sowie gezielte Maßnahmen zur Personalgewinnung und -entwicklung herunterbrechen. Die effiziente Nutzung bestehender Ressourcen, eine langfristige und vorausschauende Planung, die Diversifizierung von Materialbeschaffungsquellen sowie innovative Ansätze bei der Flächennutzung bilden die Grundlage für einen erfolgreichen Netzausbau im Rahmen der Energiewende. Auf der externen Seite bedarf es neben den rechtlichen Rahmenbedingungen und staatlichen Förderungen insbesondere der Standardisierung und Digitalisierung von Genehmigungsverfahren zur vereinfachten und beschleunigten Abwicklung bei Ämtern und Behörden. Es sind regulatorische Anreize für Netzbetreiber zur branchenweiten Steigerung der Kooperation zwischen Netzbetreibern zu setzen, um Skaleneffekte im Bereich der Personal- und Materialbeschaffung zu setzen.

Kapitel 6

Transformation im Stromnetz

6 Transformation im Stromnetz

6.1 Herausforderungen

Die Transformation des Strom-Verteilnetzes zählt zu den zentralen Herausforderungen der Energiewende. Die zunehmende Elektrifizierung, der ambitionierte Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Verbreitung dezentraler Technologien führen zu steigenden Anforderungen an die Kapazität, Resilienz und Flexibilität des Netzes. Um eine nachhaltige und stabile Stromversorgung zu gewährleisten, sind klare politische Zielsetzungen und verlässliche Rahmenbedingungen zur Bewältigung zukünftiger Herausforderungen notwendig. Dieser Abschnitt beleuchtet die wesentlichen Herausforderungen im Stromverteilstromnetz und deren Bedeutung für eine zukunftsfähige Netzstruktur.

Steigende Erzeugungsleistung aus zentralen und dezentralen Erneuerbare-Energien-Anlagen

Die überproportional zum Netzausbau stark gestiegene installierte Leistung von Wind- und Solaranlagen [49] führt dazu, dass diese Anlagen in vielen Netzbereichen den Netzbetrieb – etwa hinsichtlich Leitungsüberlastung und Spannungshaltung – maßgeblich beeinflussen. Gleichzeitig geht die verstärkte Förderung dezentraler Erzeuger mit einem wachsenden Ausbaubedarf an Netzkapazitäten sowie ergänzenden Speichersystemen einher. Vornehmlich in Regionen mit hohem Windpotenzial oder in Gebieten mit großangelegten Solarparks, die in das Hochspannungsnetz einspeisen, ergeben sich zusätzliche Herausforderungen für eine reibungslose Integration [50]. Eine Synchronisierung der Lasten als auch Erzeugungskapazitäten im Netz erfolgt derzeit nicht, was aufgrund der unterschiedlichen Ausbaugeschwindigkeiten zu einer zunehmend nachteiligen Situation bei den Netzbetreibern führt. Hierbei sollten zudem weiterentwickelte Steuerungs- und Planungsmethoden erörtert werden, um zukünftig eine effiziente Nutzung der Netzkapazität für dezentrale Erzeuger sicherzustellen und den gezielten Netzausbau zu ergänzen.

Erhöhter Lastzuwachs durch Elektromobilität und Wärmepumpen im Verteilnetz

Die Förderung der Elektromobilität und der klimaneutralen Wärme führt zu einem signifikanten Anstieg der elektrischen Last in Spitzenlastzeiten, insbesondere im ungesteuerten Betrieb. Die zunehmende Anzahl von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge und die verstärkte Nachfrage nach dezentralen Wärmepumpen sowie Großwärmepumpen erhöhen die Nachfrage nach elektrischer Energie, vornehmlich in der Mittel- und Niederspannung [51].

Um Netzengpässe zu vermeiden, sind gezielte Investitionen in Netzausbau, Digitalisierung und intelligente Steuerungssysteme notwendig. Die Umsetzung einer flexiblen Netzsteuerung und einer gezielten Kapazitätserweiterung stellt eine technische und regulatorische Herausforderung dar. Während im Bereich der Elektromobilität durch netzorientiertes Laden von Mobilitätshubs oder im privaten Umfeld bereits nennenswerte Flexibilität erschlossen werden kann, gilt dies für den Betrieb von Wärmepumpen nur eingeschränkt. Insbesondere in Zeiten hoher gleichzeitiger Heizbedarfe – etwa bei anhaltend niedrigen Außentemperaturen – lässt sich die Last nicht beliebig verschieben oder kappen. Daher ist bei der Netzplanung zu berücksichtigen, dass die Steuerbarkeit von Wärmepumpen stark von meteorologischen Gegebenheiten abhängt. Im Sinne vorausschauender Netzplanung sollte der zu erwartende Belastungsfall – unter Berücksichtigung von

Gleichzeitigkeitsfaktoren – als Bemessungsgrundlage für die Identifikation potenzieller Netzengpässe und den daraus resultierenden Ausbaubedarf dienen.

Neben dem allgemeinen Lastzuwachs durch die Elektrifizierung der Wärme und Mobilität stehen Netzbetreiber zunehmend vor der Herausforderung, einzelne leistungsintensive Anschlussanfragen – sogenannte Punktlasten – zu integrieren. Hierzu zählen beispielsweise Anfragen gewerblicher Kunden, etwa für den Aufbau von Rechenzentren oder Wasserstoff-Elektrolyseuren.

Wachsender Bedarf an Netzanschlusskapazitäten für Speichieranlagen

Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Dezentralisierung der Stromerzeugung steigern den Bedarf an Speichertechnologien, um Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen auszugleichen. Je nach Einsatzstrategie können Speicher die Netzbelastung reduzieren, steigern oder zusätzliche Anschlusskapazität erfordern. Insbesondere die Integration von Batteriespeichern (Kurzfristspeicher oberhalb der Niederspannung) stellt das Stromnetz vor neue Herausforderungen [52, 53].

Batteriespeicher ermöglichen eine flexible Einspeisung und Aufnahme elektrischer Energie und können netzorientiert zur Glättung von Lastspitzen oder zur Vermeidung von Engpässen eingesetzt werden. Gleichzeitig benötigen sie leistungsstarke Netzanschlüsse, deren Bereitstellung in vielen Fällen einen zusätzlichen Ausbau der Netzkapazität notwendig macht. Der Effekt auf das Netz hängt stark vom Betriebsmodus, dem Standort sowie der Steuerbarkeit des Speichers ab.

Eine gezielte Integration in Netzbetrieb und -planung kann helfen, Speicherpotenziale netzdienlich zu nutzen. Voraussetzung hierfür sind abgestimmte Anreizmechanismen sowie ein regulatorischer Rahmen, der eine koordinierte Steuerung unterstützt. Unterschiedliche Flexibilitätsanreize müssen dabei sorgfältig aufeinander abgestimmt werden, da sie sich andernfalls gegenseitig konterkarieren können. Um eine effiziente Integration sicherzustellen, sind neben technischen auch marktliche Anforderungen sowie eine enge Abstimmung zwischen Netzbetreibern und Flexibilitätsanbietern zu berücksichtigen. Zudem sollte ein Rechtsrahmen für das Marktmodell Netzdienlichkeit mit entsprechenden Anreizen und Möglichkeiten geschaffen werden.

Digitalisierung der Stromnetze

Die Digitalisierung des Verteilnetzes wird maßgeblich durch gesetzliche Vorgaben wie den Smart Meter-Rollout und § 14a EnWG vorangetrieben. Gleichzeitig erfordert die zunehmende Integration volatiler Erzeuger sowie steuerbarer Verbraucher eine höhere Reaktionsfähigkeit und Prognosegüte im Netzbetrieb. Daraus ergeben sich unter anderem steigende Anforderungen an die Spannungsbandhaltung und das Engpassmanagement im Verteilnetz. Dies erfordert einen datenbasierten Netzbetrieb, der präzise Verbrauchs- und Erzeugungsdaten erfasst und auswertet.

Ein wesentlicher Bestandteil ist die kontinuierliche Überwachung des Netzzustands mittels moderner Sensorik und Datenanalyse. Dadurch lassen sich Engpässe frühzeitig erkennen und gezielt umgehen. Die Integration flexibler Netzkomponenten, wie z. B. Speicher und Elektrofahrzeuge, verändert die Laststruktur und stellt das Netz vor neue Herausforderungen – insbesondere in der Steuerung, Koordination und Prognose.

Zudem schafft die Digitalisierung die Grundlage für dynamische Tarifmodelle, einschließlich zeitvariabler Netzentgelte. Deren praktische Umsetzung birgt jedoch regulatorische und technische Herausforderungen.

Gleichzeitig darf die Digitalisierung nicht als Ersatz, sondern lediglich als Ergänzung zum konventionellen Netzausbau verstanden werden. Die Digitalisierung ist vielmehr als ein Instrument zu verstehen, um weiterentwickelte Planungs- und Betriebsgrundsätze umzusetzen und um die Effizienz zu heben. Die digitale Transformation erfordert dabei erhebliche Investitionen in Technologien und Kommunikationsinfrastrukturen – kurzfristig zur Umsetzung gesetzlicher Vorgaben, langfristig für eine nachhaltige Netzsteuerung. Netzbetreiber müssen kritische Netzabschnitte priorisieren, während Standardisierungsprozesse und Interoperabilität zentrale Herausforderungen bleiben.

Betriebswirtschaftliche Herausforderungen

Die Vielzahl an Herausforderungen im Stromverteilnetz führt unweigerlich zu hohen Investitionsanforderungen. Der steigende Ausbau erneuerbarer Energien, der wachsende Lastzuwachs durch Elektromobilität und Wärmepumpen sowie die zunehmende Notwendigkeit leistungsfähiger Speichertechnologien erfordern umfassende Erweiterungen und Modernisierungen der Netzstruktur. Insbesondere der Bedarf an neuen Leitungskapazitäten, Umspannwerken und digitaler Netzsteuerung zieht erhebliche Investitionen nach sich, um Netzengpässe zu vermeiden und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hinzu kommen regulatorische Anforderungen und technische Standards, die weitere Anpassungen erforderlich machen und die Kosten zusätzlich erhöhen.

Diese hohen Kapitalbedarfe stellen eine zentrale Herausforderung für Netzbetreiber dar, da sie meist nicht aus dem laufenden operativen Geschäft gedeckt werden können. In den Analysen in Kapitel 7.3 wird daher detailliert dargestellt, was die Treiber für diese Kapitalbedarfe sind, wie sie sich bei verschiedenen Varianten darstellen und was die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Sparte Strom und die Bezahlbarkeit für die Netzkunden sind.

6.2 Ergebnisse der technischen Modellierung

6.2.1 Analyse von Netzstrukturparametern

Zur Analyse des zukünftigen Netzausbaus in Musterhausen wird die bestehende Netzinfrastruktur anhand von Strukturdaten deutscher Verteilnetzbetreiber untersucht. Die Bewertung basiert auf den veröffentlichungspflichtigen Netzstrukturparametern gemäß § 23c EnWG sowie den Netzausbauplänen von Netzbetreibern mit mehr als 100.000 Kunden. Eine detaillierte Betrachtung dieser Daten erfolgt in den folgenden Kapiteln.

Diese öffentlich zugängliche Datengrundlage ermöglicht eine standardisierte Erfassung der Netzstrukturen und bildet die Basis für die Bestandsanalyse. Ziel ist es, ein transparentes und vergleichbares Bild der Infrastruktur deutscher Verteilnetzbetreiber zu liefern und eine fundierte Grundlage für zukünftige Planungen und Investitionen zu schaffen. Die systematische Klassifizierung der Netzstrukturparameter macht Unterschiede zwischen Netzbetreibern sichtbar und ermöglicht eine Differenzierung zwischen städtischen und ländlichen Versorgungsgebieten.

Die in Abbildung 30 dargestellte Verteilung ausgewählter Betriebsmittel – konkret Leitungen und Transformatoren in den Spannungsebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung – wird mittels einer Boxplot-Darstellung veranschaulicht. Diese Darstellungsform bietet detaillierte Einblicke in die Spannweite und Streuung der Netzstrukturen. Zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit wurden alle

Daten auf eine Bezugsgröße von 100.000 Einwohnern normiert, die als Grundlage für die spätere Analyse einer Musterkommune dienen.

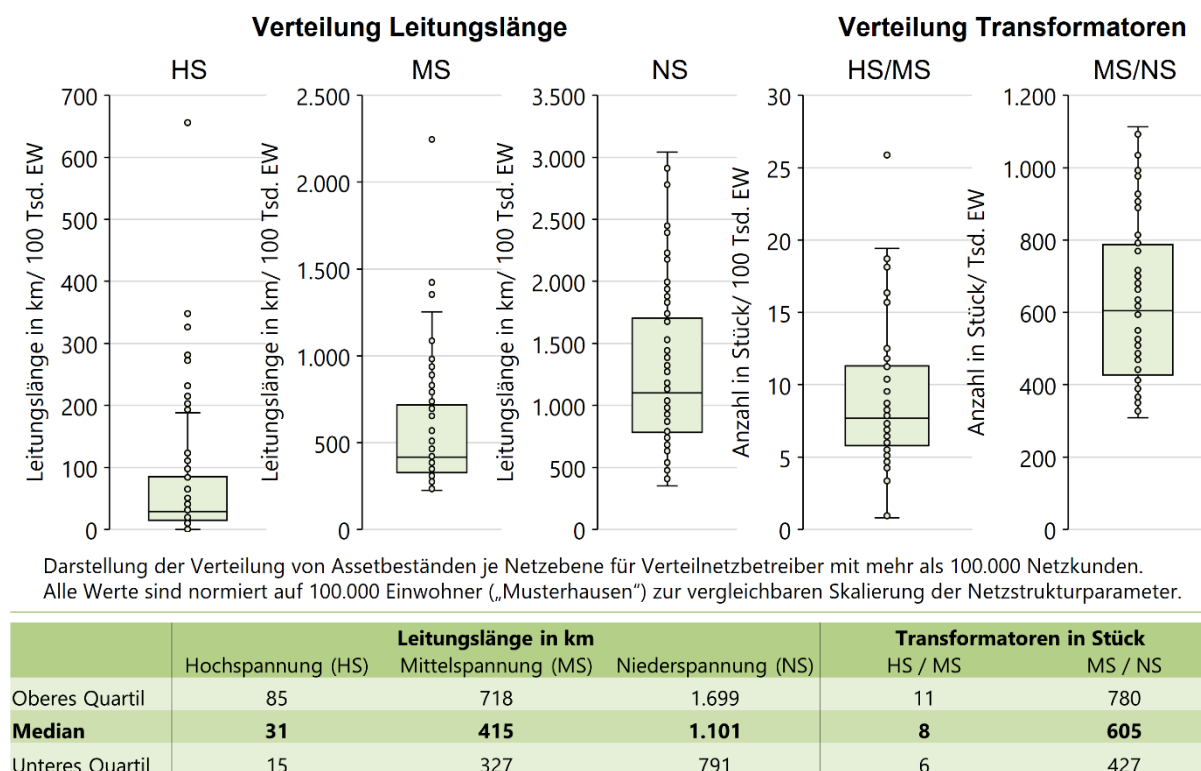


Abbildung 30: Darstellung der Netzstrukturdaten der deutschen Verteilnetze skaliert auf Musterhausen

Die Untersuchung zeigt deutliche Unterschiede in der Leitungslänge und den Transformatorenzahlen, geprägt durch Spannungsebene und Versorgungsgebiet. Hochspannungsleitungen variieren stark, mit einem Median von 31 km pro 100.000 Einwohner. Während einige Netzbetreiber vergleichsweise kurze Strecken aufweisen, erreichen andere bis zu 85 km, mit vereinzelt Ausreißern. Diese Unterschiede resultieren vor allem aus geografischer Ausdehnung und Versorgungsstruktur. Auch die Mittelspannungsleitungen zeigen eine große Spannweite: Der Median liegt bei 415 km, mit Werten zwischen 327 km (unteres Quartil) und 718 km (oberes Quartil). Dies verdeutlicht die unterschiedlichen Anforderungen an die Netzinfrastruktur. Niederspannungsleitungen sind mit 1.101 km im Median am längsten, weisen aber geringere Abweichungen auf.

Die Anzahl der Transformatoren variiert ebenfalls. Leistungstransformatoren für den Übergang zwischen Hoch- und Mittelspannung liegen im Median bei acht pro 100.000 Einwohner, mit teils deutlich höheren Werten. Mittel-/Niederspannungs-Transformatoren zeigen eine größere Streuung, mit einem Median von 605 und einer Spannweite von 427 bis 780. Quartils- und Medianwerte bieten eine vergleichbare Bewertungsbasis der Netzstrukturen. Netzbetreiber im oberen Quartil decken häufig ländliche Gebiete mit großflächigen Netzen ab, während niedrigere Werte meist auf urbane Versorgungsstrukturen hinweisen. Diese Differenzierung erleichtert eine gezielte Planung und Bewertung regionaler Anforderungen.

Es zeigt sich eine teilweise inhomogene Verteilung der Netzinfrastruktur zwischen den Stromverteilnetzen in Deutschland. Vor diesem Hintergrund wird in der betriebswirtschaftlichen Analyse sowohl zwischen städtisch und ländlich geprägten Netzgebieten (siehe Abschnitt 6.3.2.1) als auch zwischen Regionalversorgern und Flächennetzbetreibern (siehe Abschnitt 6.3.2.2) unterschieden.

6.2.2 Lastzuwachs in verschiedenen Stadtraumtypen

Die Verteilnetzplanung erfordert sowohl eine Top-Down- als auch eine Bottom-Up-Perspektive. Während die Top-Down-Analyse das Netz auf Systemebene betrachtet, liefert die Bottom-Up-Betrachtung detaillierte Einblicke in die Lastentwicklung spezifischer Versorgungsgebiete. Dieser Abschnitt analysiert die wesentlichen Herausforderungen im Verteilnetz aus Bottom-Up-Sicht, insbesondere im Hinblick auf die Integration neuer Lasten in verschiedenen städtischen Quartieren.

Im Rahmen einer Verteilnetzstudie aus dem Jahr 2021 wurden die zukünftigen Anforderungen verschiedener Niederspannungsnetze untersucht [54]. Abbildung 31 zeigt die Klassifikation von Niederspannungsnetzen anhand der Anschlussdichte (Hausanschlüsse pro km Leitungslänge) und der Lastdichte (Zählpunkte pro Hausanschluss). Mithilfe einer k-means-Clusteranalyse wurden die Netze in Gruppen mit ähnlichen Strukturen unterteilt, die sich näherungsweise den in Abschnitt 10.1.1.1 beschriebenen energetischen Stadtraumtypen zuordnen lassen.

Diese Stadtraumtypen unterscheiden sich durch ihre Bebauungsdichte und -art. Dazu zählen ländliche und dörfliche Quartiere, Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen, Reihenhaushäuser, Blockrandbebauung, Altstadtquartiere, große Mehrfamilienhäuser und Innenstadtquartiere. Die in Abbildung 31 hervorgehobenen Niederspannungsnetze wurden durch Netzsimulationen detailliert analysiert, um spezifische Anforderungen und Unterschiede sichtbar zu machen. Dies ermöglicht eine zielgerichtete Netzausbauplanung auf Quartiersebene.

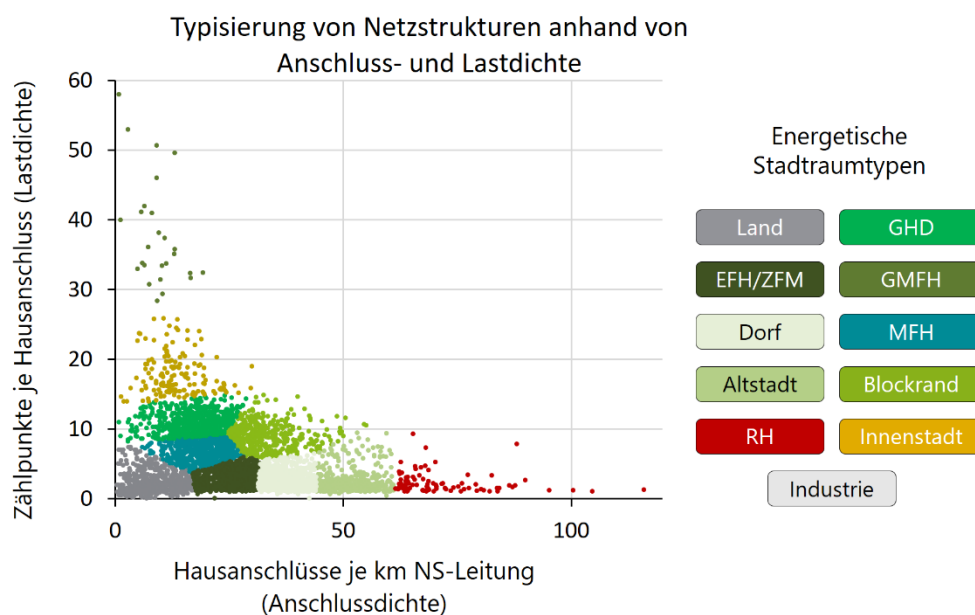


Abbildung 31: Cluster von Niederspannungsnetzen mit der Übertragung auf Stadtraumtypen [52]

Abbildung 32 ergänzt die Analyse und zeigt die Leistungsentwicklung für ausgewählte Niederspannungsnetze. Die Balkendiagramme in der Abbildung unterteilen sich in verschiedene Lastkomponenten, wobei jedes Niederspannungsnetz durch sechs Säulen dargestellt wird, die den Leistungszuwachs bis zum Stützjahr 2045 abbilden.

Die Grundlast repräsentiert den konstanten Mindestverbrauch, der unabhängig von zeitlich variierenden Lasten besteht. Weitere Leistungsbedarfe ergeben sich durch private und öffentliche Ladepunkte für Elektromobilität sowie durch dezentrale Wärmepumpen, die den zusätzlichen Energiebedarf für die Wärmeerzeugung verdeutlichen.

Die horizontalen Linien markieren die installierte Transformatorleistung der jeweiligen Netze. Der Vergleich zwischen Lastkomponenten und verfügbarer Kapazität zeigt, in welchen Netzen bereits hohe Lastanforderungen bestehen oder Kapazitätsgrenzen erreicht werden. Besonders in Netzen mit hoher Grundlast und starkem Wärmepumpeneinsatz wird ein zukünftiger Ausbaubedarf deutlich. Dies betrifft insbesondere ländliche und dörfliche Quartiere, Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen sowie Reihenhausquartiere.

Die Analyse zeigt zudem erhebliche Unterschiede in der Leistungsentwicklung der Netze. Wohngebiete mit Einfamilien-, Zweifamilien- und Reihenhäusern verzeichnen einen deutlichen Lastanstieg. Dies verdeutlicht die unterschiedlichen Kapazitätsanforderungen der Niederspannungsnetze und unterstreicht die Notwendigkeit einer gezielten und differenzierten Zielnetzplanung.

Die steigenden Lastanforderungen in den Niederspannungsnetzen wirken sich direkt auf die Mittel- und Hochspannungsebene aus. Besonders die hohe Gleichzeitigkeit der elektrischen Wärmeerzeugung in den Morgen- und Abendstunden sowie der wachsende Bedarf durch Elektromobilität führen zu einer steigenden Belastung der Mittelspannungsnetze, die sich bis auf die Umspannwerkebene auswirkt. Um diese Herausforderungen zu bewältigen, sind leistungsfähigere Transformatoren auf der HS/MS-Ebene oder eine Erweiterung bestehender Mittelspannungsnetzstrukturen erforderlich. Ergänzend können intelligente Steuerungsmaßnahmen helfen, Engpässe zu vermeiden.

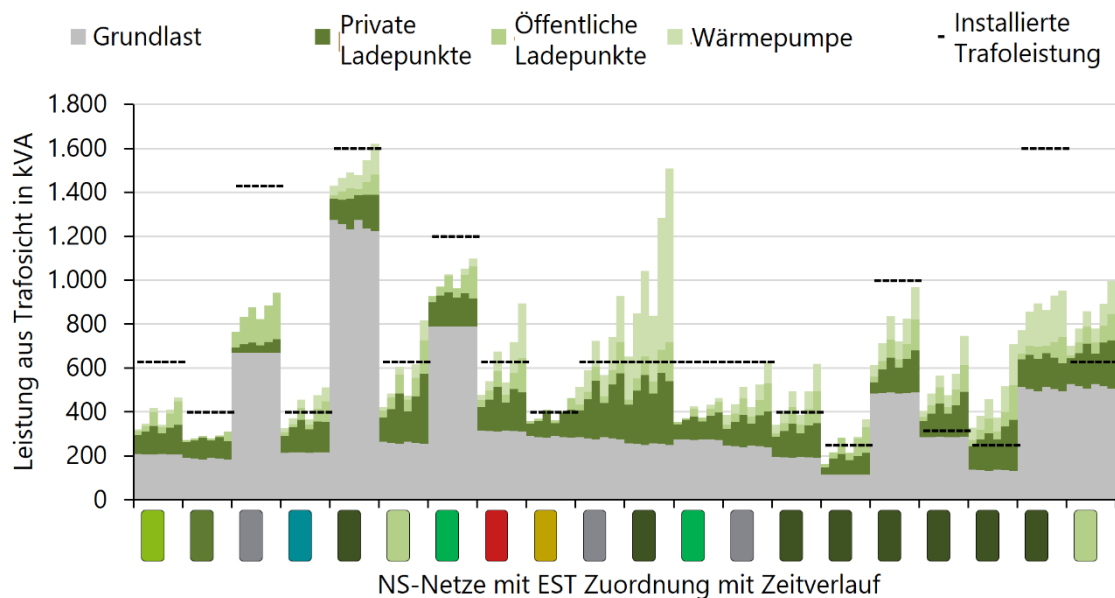


Abbildung 32: Leistungsentwicklung in Niederspannungsnetzen für verschiedene Stützjahre bis 2045 [54]

6.2.3 Analyse der Netzausbauplanung im Stromverteilnetz

Zielsetzung und Relevanz der Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung im Stromverteilnetz ist ein zentraler Bestandteil der strategischen Entwicklung des Energiesystems in Deutschland. Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden stehen gemäß § 14d EnWG sowie weiteren regulatorischen Vorgaben in der Pflicht, ihre Netzausbauplanung transparent zu dokumentieren. Rund 80 dieser veröffentlichungspflichtigen VNBs decken etwa 82 % der geografischen Fläche und 76 % der Bevölkerung Deutschlands ab und bieten damit einen umfassenden Einblick in den landesweiten Netzausbaubedarf.

In der Regel legen sie regelmäßig, meist alle zwei Jahre, ihre geplanten Netzausbaumaßnahmen in einem neuen Netzausbauplan dar. Dieser enthält Übersichtsdarstellungen des Hoch- und Mittelspannungsnetzes sowie Prognosen zur zukünftigen Netzanforderung. Die Planungen orientieren sich an den Zielszenarien der Energiewende, einschließlich der bis 2045 angestrebten Klimaneutralität gemäß dem Klimaschutzgesetz. Grundlage sind die Prognosen aus dem aktuellen Regionalszenario, das typischerweise zehn Monate vor der Veröffentlichung eines neuen Netzausbauplans bereitgestellt wird.

Top-Down-Analyse der Netzausbaupläne

Zur Bewertung des relativen Netzausbaubedarfs wurde eine Top-Down-Analyse für die fiktive Kommune „Musterhausen“ durchgeführt. Sie basiert auf der Auswertung der Netzausbaupläne (Stand Oktober 2024) und dokumentiert spezifische Anforderungen und Ausbauziele in den verschiedenen Spannungsebenen. Die gewonnenen Erkenntnisse tragen wesentlich zur Bewertung des aktuellen und zukünftigen Ausbaubedarfs bei.

Die Auswertungsergebnisse, dargestellt in Abbildung 33, zeigen erhebliche Unterschiede in den Ausbauraten der Spannungsebenen. Diese Ausbaurate wird als das Verhältnis zwischen Erweiterung oder Ertüchtigung der Netzinfrastruktur und dem bestehenden Assetbestand definiert.

Hochspannungsebene: Die mittlere Ausbaurate beträgt 60 %, mit einem höheren Netzausbaubedarf in ländlichen Regionen, bedingt durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien.

Mittelspannungsebene: Mit einer mittleren Ausbaurate von 40 % zeigt diese Ebene hohe Variabilität und mehrere regionale Ausreißer, was auf unterschiedliche Netzstrukturen und regionale Bedarfe hinweist.

Niederspannungsebene: Der mittlere Ausbau liegt bei 22 %, wird jedoch kritisch hinterfragt. BDEW und ZVEI schätzen den tatsächlichen Bedarf auf rund 45 %, da der Fokus der Netzausbaupläne oft auf Hoch- und Mittelspannung liegt [55].

Leistungstransformatoren (Hoch- und Mittelspannung): Die mittlere Ausbaurate liegt bei 63 %, mit Ausreißern bis zu 140 %, was auf einen signifikanten Erneuerungs- und Erweiterungsbedarf hinweist.

Netzstationen (Mittel- und Niederspannung): Die mittlere Ausbaurate beträgt 50 %, mit geringer Spannweite, was auf einen gleichmäßigen, jedoch ambitionierten Netzausbau hindeutet.

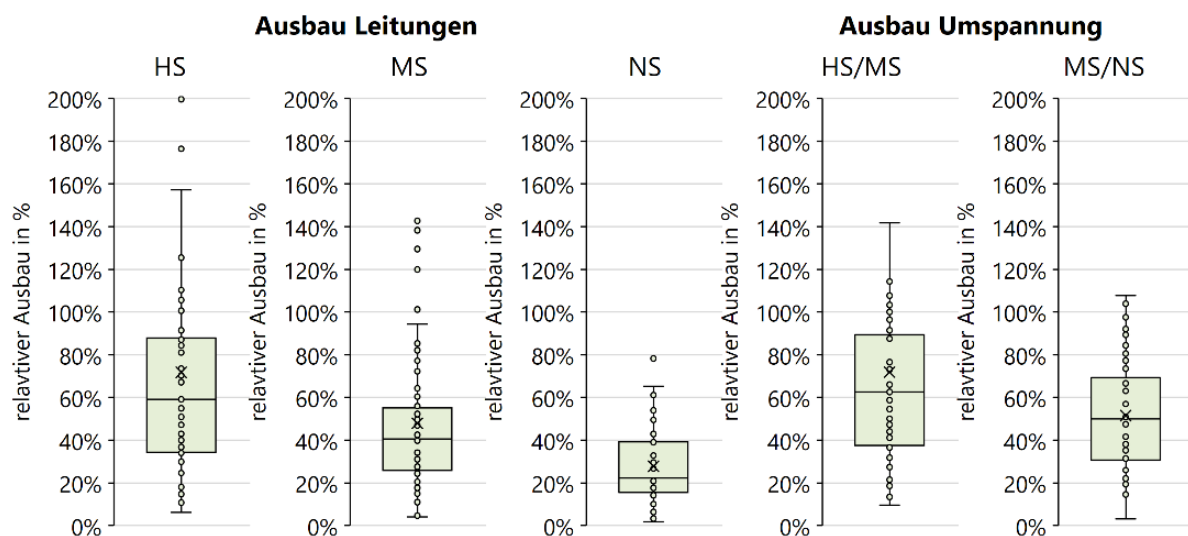


Abbildung 33: Zusammenfassende Darstellung der Ergebnisse der Netzausbaupläne

Die Netzausbaupläne verdeutlichen die Unterschiede in den Ausbauraten je nach Spannungsebene und Transformatorstufe. Abbildung 33 zeigt die Spannweite und Variabilität im Netzausbau, wobei in allen Spannungsebenen ein signifikanter zusätzlicher Bedarf sichtbar wird. Insbesondere in der Hochspannungsebene ist ein hoher relativer Ausbau zu erwarten. Wird der Ausbaubedarf jedoch in absoluten Zahlen betrachtet, wird aufgrund des größeren Bestandsnetzes ebenfalls ein hoher Ausbaubedarf in Mittel- und Niederspannung unterstellt. Dieser Ausbau stellt hohe planerische Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber dar und erfordert gezielte Investitionen in Infrastruktur.

6.2.4 Digitalisierung und erweiterte Planungsgrundsätze

Deutschland modernisiert sein Stromsystem. Dabei spielt die Digitalisierung – je nach regionaler Netzstruktur und bestehender Infrastruktur – eine zentrale Rolle bei der effizienten Gestaltung des Netzausbaus. Durch den gezielten Einsatz moderner Technologien können Netzbetreiber aktuellen Herausforderungen wie Leitungsüberlastungen und Spannungshaltungsproblemen wirksam begegnen und gleichzeitig flexibel auf zukünftige Entwicklungen reagieren. Es ist jedoch zu beachten, dass die Digitalisierung keine isolierte Lösung für alle netztechnischen Herausforderungen darstellt. Vielmehr bildet sie die notwendige Grundlage für erweiterte Planungs- und Betriebsgrundsätze sowie ein effektives Flexibilitätsmanagement im Verteilnetz. Der Mehrwert digitaler Lösungen variiert dabei regional und entfaltet je nach Netzbereich ein unterschiedliches Wirkungspotenzial. Innerhalb dieser Studie wurde die generelle Einordnung der Digitalisierung bereits im Kapitel 6 beschrieben.

Die Einführung dieser Technologien ermöglicht eine kontinuierliche Echtzeit-Erfassung und -Steuerung des Stromverbrauchs, was zu erhöhter Netztransparenz führt – beispielsweise durch den Einsatz digitaler Zwillinge – und die effiziente Steuerung dezentraler Erzeuger und Lasten unterstützt. Der fortschreitende Rollout von Smart Metern eröffnet zusätzliche Anwendungsfelder, wie etwa die Netzzustandsidentifikation in der Niederspannung durch den Einsatz von TAF 10. Dies ermöglicht die Erstellung digitaler Modelle des realen Netzes und die Ableitung präziser Planungs- sowie Optimierungsmaßnahmen. Ergänzend empfiehlt der VDE FNN, neben der Nutzung von Smart-Meter-Daten auch die Modernisierung der Netzstationen im Verteilnetz voranzutreiben, um eine kontinuierliche und zuverlässige Überwachung des Netzzustands sicherzustellen. Dieses umfasst zum einen die Messung der Summenleistung an den Transformatoren sowie die Messung der einzelnen Abgänge [56].

Die Integration digitaler Technologien in die Netzplanung ermöglicht die Umsetzung weiterentwickelter Ansätze, die über konventionelle Methoden hinausgehen. Ein solcher Ansatz ist das Demand Side Management, bei dem Verbraucher ihre Lastprofile in Reaktion auf Netzanforderungen anpassen. Durch die gezielte Steuerung von Verbrauchseinrichtungen können Lastspitzen reduziert und die Netzstabilität erhöht werden, was den Bedarf an kostspieligem Netzausbau minimiert [57]. Zusätzlich ermöglicht die dynamische Spitzenkappung die Begrenzung von Last- und Einspeisespitzen, um die Auslastung bestehender Betriebsmittel zu optimieren [58].

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist der Einsatz dynamischer Spannungsregeltechnologien, insbesondere in ländlichen Verteilnetzen mit langen Leitungsabschnitten, wo häufig Spannungshaltungsprobleme auftreten. Diese lassen sich beispielsweise durch die dynamische Anpassung von Spannungssollwerten an Umspannwerken oder Netzstationen mittels Weitbereichsregelung adressieren, wodurch der Netzausbaubedarf reduziert oder zeitlich verschoben werden kann [54, 59].

Die Digitalisierung des Stromnetzes bietet vielfältige Möglichkeiten, erweiterte Planungs- und Betriebsgrundsätze zu realisieren. Durch die erhöhte Netztransparenz können präzise Planungs- und Optimierungsmaßnahmen umgesetzt werden. So geht die Verteilnetzstudie NRW davon aus, dass durch gesteuertes Laden der Netzausbau in der Niederspannung um bis zu 52 % reduziert werden kann [30] [60]. Basierend auf Erkenntnissen aus einschlägigen Studien und Erfahrungen aus zahlreichen Zielnetzplanungen wird in dieser Untersuchung angenommen, dass der zukünftige Netzausbaubedarf im Verteilnetz des Betrachtungsfalls Musterhausen um 30 % reduziert oder zeitlich

verschoben werden kann [61, 62, 63]. Dieser Wert stellt einen Ansatz dar, um die potenziellen Effekte der Digitalisierung aufzuzeigen. Insgesamt ist die Digitalisierung zwar keine generelle Lösung für aktuelle Herausforderungen, stellt jedoch eine unverzichtbare Grundlage dar, um den Herausforderungen der modernen Energieversorgung zu begegnen und eine flexible, effiziente sowie zukunfts-fähige Netzplanung zu gewährleisten. Hierbei sollten Netzbetreiber ihre Planungs- und Betriebs-grundsätze überdenken und diese übergreifend aufeinander abstimmen.

Berücksichtigung von Batteriespeichern in der zukünftigen Netzplanung

Angesichts der sinkenden Kosten für Batteriespeicher und der wachsenden Zahl von Anschlussanfragen sollte deren Rolle in der Netzplanung verstärkt diskutiert werden [64]. Speicher können sowohl zur Systemstabilität als auch zur Netzentlastung beitragen, ihr derzeit vorwiegend marktge-triebener Einsatz birgt jedoch das Risiko zusätzlicher Netzbelastungen.

Zukünftig sollte daher geprüft werden, wie Batteriespeicher gezielt und abgestimmt in Netz- und Systemsteuerungsmechanismen integriert werden können. Dies umfasst insbesondere die Ent-wicklung von Rahmenbedingungen und Anreizen, die eine netz- und systemdienliche Nutzung er-möglichen. Eine Einbindung in die Netzplanung und den Netzbetrieb kann dazu beitragen, Kapazi-tätsengpässe zu vermeiden und die Flexibilitätspotenziale optimal zu nutzen. Hierfür ist ein klarer regulatorischer Rahmen von Bedeutung, um einen ökonomisch effizienten Betrieb zu gewährleisten.

6.2.5 Varianten für das Stromnetz

Die Varianten für das Stromnetz unterteilen sich weiter in verschiedene Netztypen. Es gibt eigen-ständige Modellierungen für ländliche Netze, städtische Netze sowie Median-Netze, die eine Mi-schung aus beiden Strukturen darstellen. Diese Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der In-tegration erneuerbarer Energien, der Nutzung von Redispatch-Maßnahmen und der Optimierung des Netzbetriebs. Ein besonderes Augenmerk liegt auf Varianten, die auf einen vollständigen Netz-ausbau setzen, sowie auf Alternativen, bei denen Redispatch genutzt wird, um Engpässe kurzfristig zu managen. Einige Varianten betrachten zudem beschleunigte Transformationen, bei denen der Netzausbau um fünf Jahre vorgezogen wird, um schneller auf die steigenden Anforderungen durch die Energiewende reagieren zu können.

Die Tabelle beschreibt verschiedene Varianten und Sensitivität für den Netzausbau im Rahmen der Energiewende. Die **Referenzvariante** basiert auf einem Modell namens „Musterhausen“ (siehe Ab-schnitt 3.2). Der Netzausbaubedarf orientiert sich an Durchschnittswerten der Netzausbaupläne (NAP) und berücksichtigt den Transformationspfad „Elektronen“ entsprechend den Langfristsze-narien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Eine weitere Variante, die **„Variante (Moleküle)“**, leitet sich aus der Referenz ab, fokussiert jedoch den Transformationspfad „Moleküle“ basierend auf denselben Langfristszenarien des BMWK.

Tabelle 5: Stromnetzvarianten

Referenz		<ul style="list-style-type: none"> → „Musterhausen“: Netzbetreiber mit 100.000 Netzkunden → Netzausbaubedarf entsprechend Durchschnittswerte NAP → Transformationspfad „Elektronen“ entsprechend den Langfristszenarien des BMWK
Referenz (Moleküle)		<ul style="list-style-type: none"> → Abgeleitet aus Referenz → Transformationspfad „Moleküle“ entsprechend Langfristszenarien BMWK
Flächennetzbetreiber		<ul style="list-style-type: none"> → „Musterregion“: 2. Mio. Netzkunden. → Ein Flächennetzbetreiber hat aufgrund seiner Größe ein heterogenes Versorgungsgebiet zu bedienen. Dabei können sprungfixe Investitionen z. B. in Umspannwerke zeitlich gleichmäßiger verteilt werden.
Flächennetzbetreiber mit Redispatch		<ul style="list-style-type: none"> → Diese Sensitivität wurde aus den Ergebnissen des Flächennetzbetreibers abgeleitet → Aufgrund von Restriktionen und möglichen Verzögerungen in der Geschwindigkeit des Netzausbaus ist auch im Verteilnetz Redispatch erforderlich und führt zu zusätzlichen Kosten
Beschleunigte Transformation		<ul style="list-style-type: none"> → Abgeleitet aus Referenz → Transformation findet aufgrund regional abweichender Klimaziele oder starkem EE-Ausbau schneller als in der Referenz-Variante statt und erreicht bereits 2040 die Ausbauziele
High CAPEX		<ul style="list-style-type: none"> → Abgeleitet aus Referenz → Aufgrund von Unsicherheiten in der Entwicklung der Last- und Einspeisebedarfe kann der Planungsprozess nicht in Kenntnis der eintretenden Entwicklung erfolgen (Unsicherheit). Es wird ein um 20 % höherer Netzausbaubedarf unterstellt, da aufgrund von Unsicherheiten die Vorausplanungen mit Fehlern behaftet sind (konsekutive Planung).
Low CAPEX		<ul style="list-style-type: none"> → Abgeleitet aus Referenz → Unterstellt einen 30 % geringeren Netzausbaubedarf durch verbesserte Integration netzdienlicher Flexibilität und Anwendung weiterentwickelter Planungsgrundsätze

Die Variante „Low CAPEX“ nimmt auf Basis interner Annahmen an, dass der Netzausbaubedarf um 30 % geringer ausfällt als im Referenz-Fall. Dies wird durch eine verbesserte Integration netzseitiger Flexibilität und die Anwendung weiterentwickelter Planungsgrundsätze ermöglicht. Im Gegensatz dazu geht die Variante „High CAPEX“ von einem 20 % höheren Netzausbaubedarf aus. Ursache hierfür sind Unsicherheiten in der Entwicklung von Last- und Einspeisebedarfen, die den Planungsprozess erschweren, da dieser nicht auf genauen Kenntnissen zukünftiger Entwicklungen basiert. Fehlerhafte Vorausplanungen und die Notwendigkeit einer sogenannten „konsekutiven Planung“ erhöhen in diesem Szenario die Kosten.

Die Variante „Beschleunigte Transformation“ basiert ebenfalls auf der Referenz, nimmt jedoch an, dass die Transformation aufgrund regional abweichender Klimaziele oder eines schnelleren Ausbaus erneuerbarer Energien beschleunigt erfolgt. In diesem Fall werden die Ausbauziele bereits 2040 erreicht.

In der Variante „Flächennetzbetreiber“ wird ein Netzbetreiber mit zwei Millionen Netzkunden betrachtet. Aufgrund der Größe ergibt sich ein heterogenes Versorgungsgebiet, in dem große Infrastrukturinvestitionen, beispielsweise in Umspannwerke, gleichmäßiger verteilt werden.

Die Variante „Flächennetzbetreiber mit Redispatch“ baut auf den Ergebnissen der vorherigen Variante auf und berücksichtigt zusätzlich die Auswirkungen von Einschränkungen im Netzausbau. Ein nacheilender Netzausbau und damit verbundene Engpassmaßnahmen wie Redispatch führen zu zusätzlichen Kosten.

6.2.6 Ergebnisse

6.2.6.1 Entwicklungen in der Referenzvariante Elektronen und Moleküle

Im Zuge der Transformationsziele im Stromsektor ist eine umfassende Modernisierung der Netzinfrastruktur unabdingbar. Zur Erreichung dieser Ziele muss der Betriebsmittelumfang in allen Spannungsebenen und allen Betriebsmittelgruppen um etwa 20–25 % im Vergleich zum Bestandsnetz des Jahres 2025 erhöht werden. Dies stellt sicher, dass zukünftige Anforderungen – bedingt durch veränderte Erzeugungsstrukturen und steigende Lastentwicklung – adäquat erfüllt werden können. In den folgenden Darstellungen wird zwischen Umspannwerken (UW) und Transformatoren unterschieden. Ein Umspannwerk ist eine gesamte Anlage zur Spannungsumwandlung und Verteilung, während ein Transformator ein einzelnes kostenintensives Betriebsmittel darstellt.

Eine besondere Bedeutung kommt hierbei dem Ausbau des Hochspannungsnetzes zu, welcher bis Mitte der 2030er Jahre weitestgehend abgeschlossen sein sollte. Diese zeitliche Dringlichkeit resultiert aus einem kurzfristigen Bedarf an Leistungssteigerungen, der vor allem durch den Zubau von Erneuerbaren-Anlagen (Windkraft und Freiflächen-Photovoltaik) in der Hochspannung hervorgerufen wird.

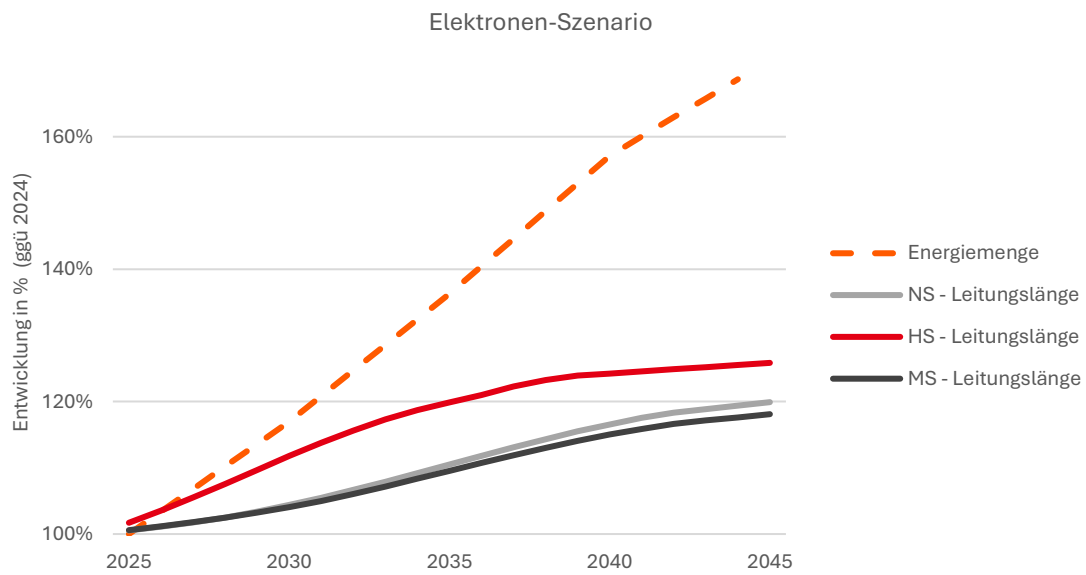


Abbildung 34: Übersicht über die relative Entwicklung des Bestandsnetzes von Musterhausen

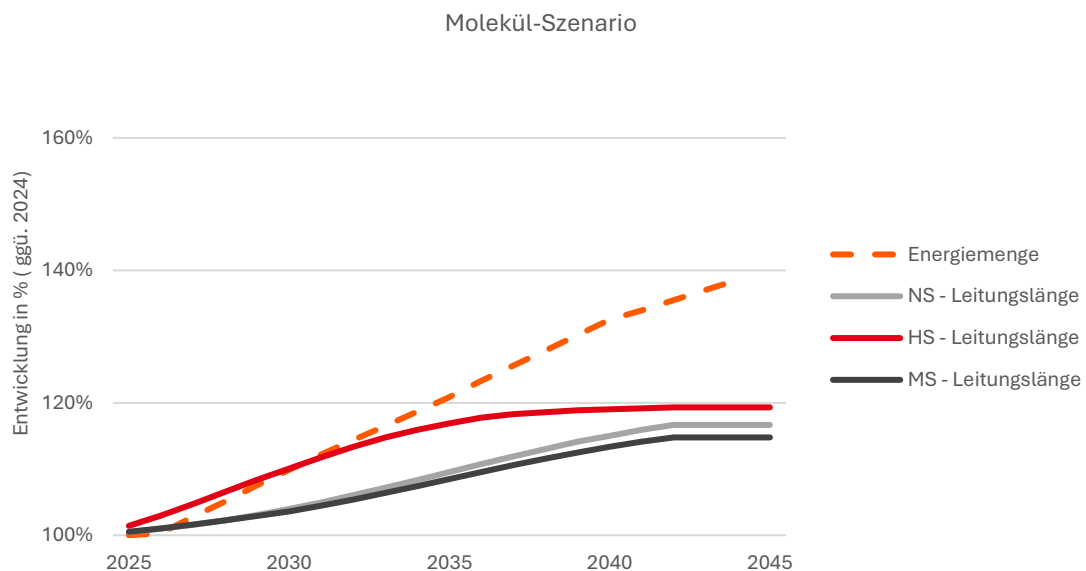


Abbildung 35: Übersicht über die relative Entwicklung des Bestandsnetzes von Musterhausen

Neben dem Ausbau von Leitungskilometern ist der Bau neuer Umspannwerke im Hoch- und Mittelspannungsbereich (HS/MS) von zentraler Bedeutung. Für den Standort Musterhausen sind hierfür Sprunginvestitionen in den Jahren 2027, 2032 und 2037 vorgesehen, die sowohl die Errichtung als auch die Erneuerung von Umspannwerken umfassen. Die Analyse prognostiziert, dass der größte Leistungszuwachs bis Mitte der 2030er Jahre erreicht wird und darüber hinaus lediglich moderat ansteigt.

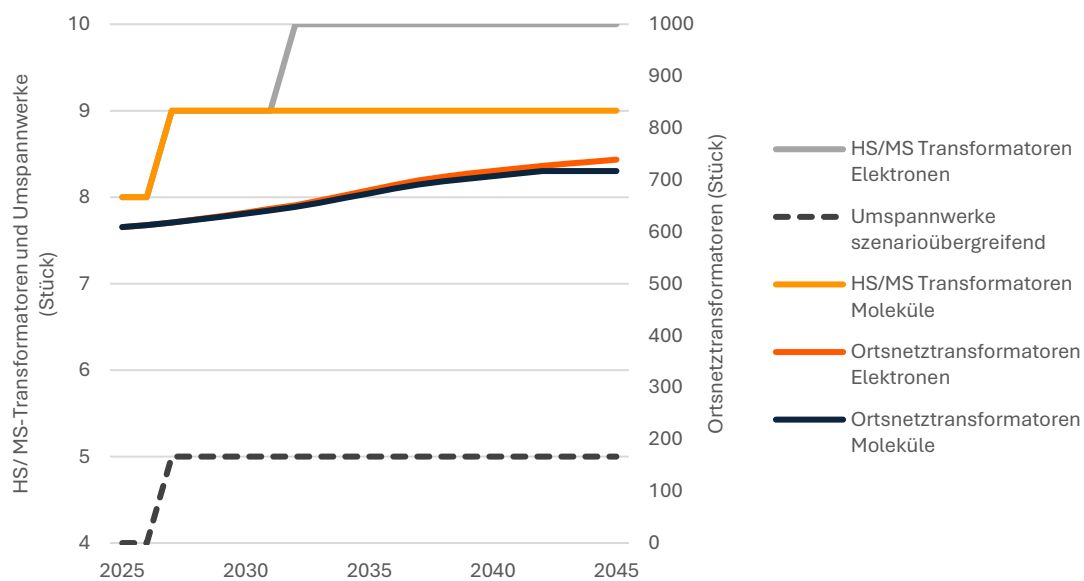


Abbildung 36: Übersicht über die absolute Entwicklung des Bestandsnetzes von Musterhausen



Abbildung 37: Zubau von Umspannwerken und Transformatoren pro Jahr im Vergleich

Im Rahmen der Szenarioanalysen wird deutlich, dass im Elektronenszenario ein höherer Netzausbaubedarf, insbesondere in der Niederspannung, besteht als im Molekülszenario. Im Molekülszenario fällt der Ausbaubedarf zwar nur marginal geringer aus, obwohl die transportierte Energiemenge deutlich niedriger ist. Diese Diskrepanz erklärt sich dadurch, dass der Leistungszuwachs aus netztechnischer Sicht weniger stark von der Entwicklung der transportierten Energiemenge abweicht (vgl. Anhang: Betriebspunkte und Gleichzeitigkeit Musterhausen).

Während in der Referenzvariante für Musterhausen Ausbau und Erneuerung der Infrastruktur zu fest definierten Zeitpunkten erfolgen, eröffnet sich größeren Versorgern bzw. Regionalversorgern die Möglichkeit – oder es entsteht sogar die Notwendigkeit –, ihre Investitionen zeitlich gleichmäßiger zu verteilen. Diese Differenzierung wird in der Variante „Flächennetzbetreiber“ detailliert erläutert (vgl. Abschnitt 7.2.7.3).

Ausgehend vom Referenzszenario „Elektronen“ differenziert die nachfolgende betriebswirtschaftliche Untersuchung (Abschnitt 7.3) zwischen zwei Varianten: Zum einen der High CAPEX-Ansatz, der aufgrund bestehender Unsicherheiten mit einem erhöhten Investitionsaufwand einhergeht, und zum anderen der Low CAPEX-Ansatz, der durch gezielte Last- und Einspeiseoptimierungen unter Einsatz digitaler Technologien sowie weiterentwickelte Planungs- und Betriebsgrundsätze einen reduzierten Investitionsaufwand ermöglicht.



Zur Erreichung der Transformationsziele erhöht sich der Betriebsmittelumfang in allen wesentlichen Betriebsmittelgruppen um ca. 20 – 25 %. Im HS-Netz ist der wesentliche Ausbau bis Mitte der 2030er Jahre zu realisieren. Der Netzausbaubedarf ist im

Molekülszenario nur marginal geringer als im Elektronen-Szenario bei deutlich geringerer transportierter Energiemenge.



Neben den Leitungskilometern ist der Bau von neuen Umspannwerken HS/MS zentral. Diese werden als Sprunginvestitionen für Musterhausen in den Jahren 2027, 2032 und 2037 errichtet/erneuert. Der Ausbau/die Erneuerung findet in der Referenz-Variante in Musterhausen zu einzelnen Zeitpunkten statt. Größere Versorger bzw. Regionalversorger haben die Möglichkeit bzw. Notwendigkeit, Investitionen zeitlich gleichmäßiger zu verteilen.

6.2.6.2 Unterscheidung ländlicher bzw. städtischer Strukturen

Im Rahmen der Untersuchung wurden systematisch die strukturellen Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Verteilnetzbetreibern analysiert, da diese beiden Zielgruppen unterschiedliche Herausforderungen zu bewältigen haben. Ziel der Analyse war es, zu ermitteln, inwiefern sich eine Musterkommune mit 100.000 Einwohnern bei einer geringen Leistungsdichte von einer Kommune mit hoher Leistungsdichte unterscheiden lässt.

Für das Referenznetz wurden, wie in Abschnitt 6.2. beschrieben, die Netzlängen sämtlicher analysierter Netzausbaupläne herangezogen und als zentraler Parameter anhand des Medians berechnet. Zur Ableitung städtischer und ländlicher Varianten wurden zudem Netzstrukturdaten gemäß § 23c EnWG von den entsprechenden Verteilnetzbetreibern ausgewertet. Die in Abschnitt 6.2.1 dargestellte Verteilungsanalyse ergab, dass das untere Quantil für städtische Netze und das obere Quantil für ländliche Netze herangezogen werden können. Daraus folgt, dass pro versorgtem Kunden im ländlichen Netz mehr Betriebsmittel, insbesondere in Form einer ausgedehnteren Netzstruktur, erforderlich sind.

Aufgrund fehlender adäquater Datengrundlagen zur detaillierten Modellierung archetypisch städtischer und ländlicher Netze wurde der relative Zuwachs konstant gehalten, um eine hohe Vergleichbarkeit der Varianten mit dem Referenznetz zu gewährleisten. Im Ausgangsjahr misst das modellierte städtische Stromnetz 1.140 km, während das ländliche Netz eine Gesamtlänge von 2.520 km aufweist. Das heißt, das ländliche Netz ist im Vergleich mehr als doppelt so lang. Es ist dabei zu beachten, dass die Mengengerüste in realen Verteilnetzen signifikant von den in der Referenzvariante ermittelten Durchschnittswerten abweichen können (siehe 6.2.1). Vornehmlich Flächennetzbetreiber können deutlich von der deutschlandweiten Verteilung abweichen.

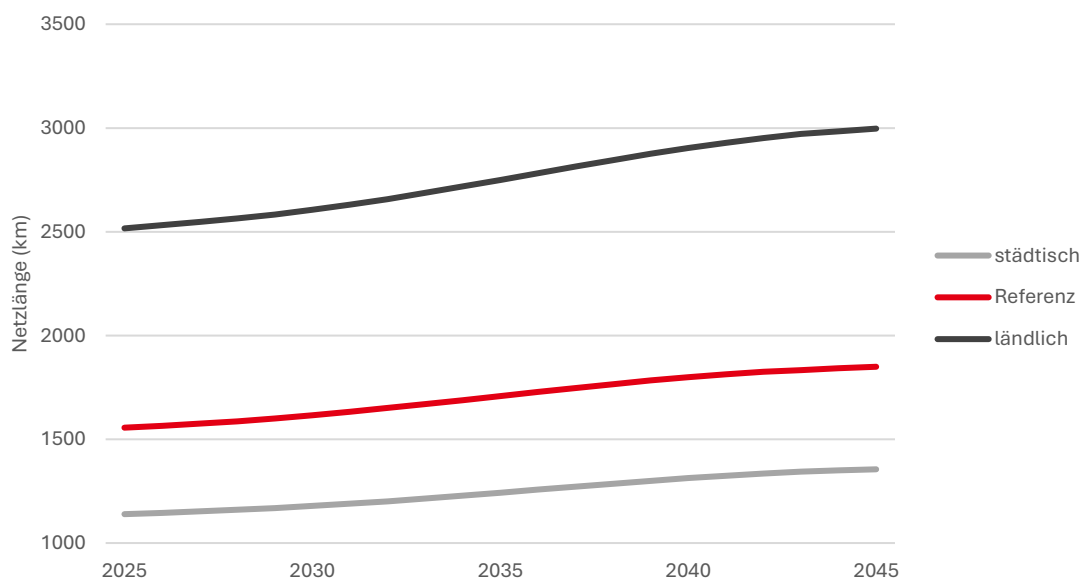


Abbildung 38: Absolute Entwicklung des Bestandsnetzes für eine ländliche und städtische Variante

Die Analyse ergab zudem, dass im ländlichen Netz die Anzahl der Umspannwerke höher ist als im städtischen Netz. Diese Differenzierung resultiert aus der Notwendigkeit, infolge größerer Entfernungen pro Einwohner zusätzliche Umspannwerke zu installieren. Darüber hinaus tragen im ländlichen Raum vorhandene reine Einspeise-Umspannwerke ebenfalls zur Erhöhung der Gesamtzahl bei.

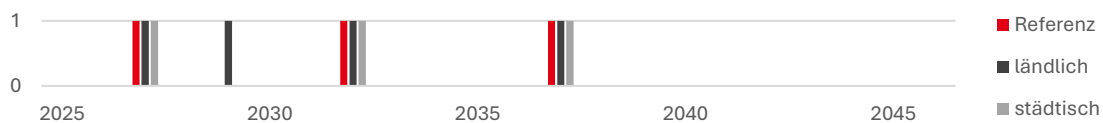


Abbildung 39: Zubau von Umspannwerken und Transformatoren pro Jahr im Vergleich

Abschließend ist festzuhalten, dass die Mengengerüste in den Verteilnetzen signifikant von den in der Referenzvariante ermittelten Durchschnittswerten abweichen können.

6.2.6.3 Unterscheidung Referenz zu Flächennetzbetreiber

Eine weitere betrachtete Variante bezieht sich auf die Hervorhebung der Flächennetzbetreiber. In diesem Zusammenhang ist hervorzuheben, dass sich das Investitionsprofil einer Kommune mit 100.000 Einwohnern, wie am Beispiel von Musterhausen dargestellt, nicht direkt auf einen Flächennetzbetreiber übertragen lässt. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf das Auftreten von Springinvestitionen in der Umspannebene der Hoch- und Mittelspannung (siehe Abschnitt 6.3.2.2).

Aufgrund der großen Versorgungsfläche eines Flächennetzbetreibers ist davon auszugehen, dass im Zeitverlauf eine Vielzahl an Umspannwerken errichtet werden muss. Dabei führen begrenzte Ressourcen bei der Planung und dem Bau dieser Anlagen sowie aktuell zu beobachtenden Engpässen bei der Lieferung von Komponenten und Betriebsmitteln (z. B. Transformatoren) zu einer zeitlich gleichmäßigeren Verteilung der Investitionen.

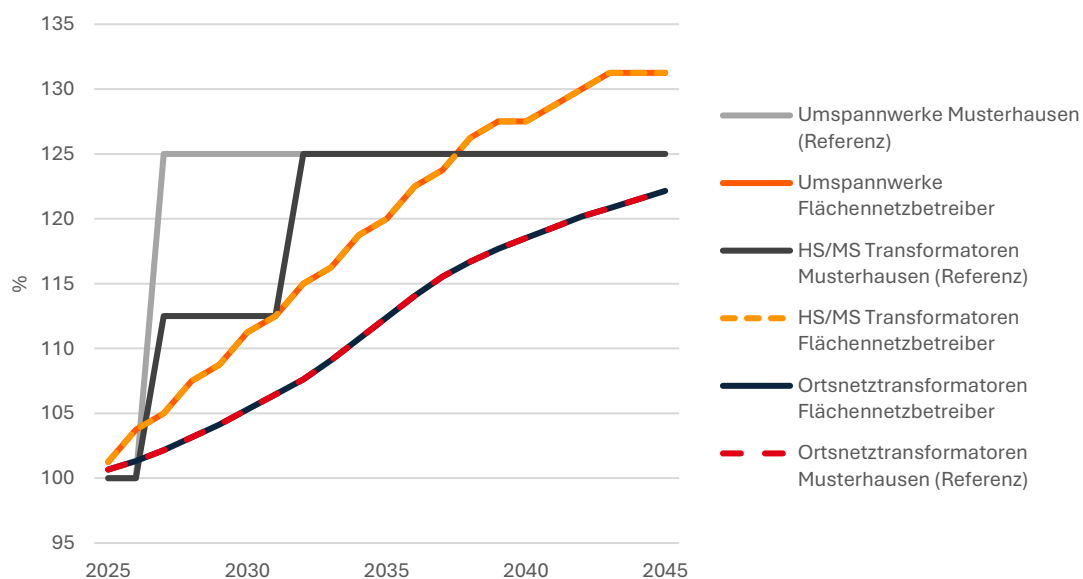


Abbildung 40: Entwicklung Betriebsmittel in den Varianten Referenz und Flächennetzbetreiber

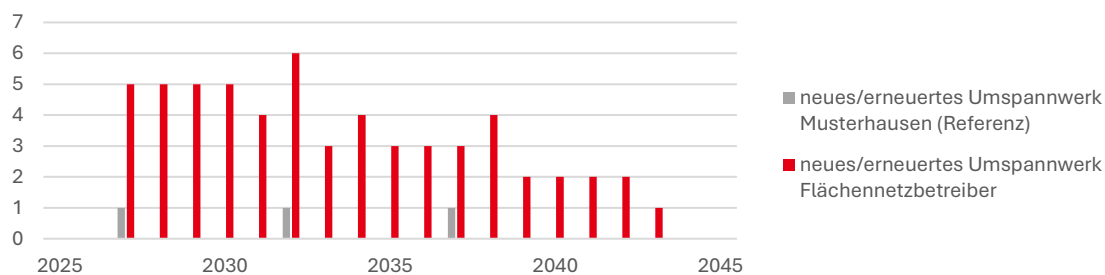


Abbildung 41: Zubau von Umspannwerken und Transformatoren pro Jahr im Vergleich

Für die Modellierung der Variante Flächennetzbetreiber wurde angenommen, dass ein durchschnittlicher Flächenversorger etwa 2 Millionen Netzkunden versorgt. Dies entspricht in etwa der 20-fachen Versorgungsaufgabe von Musterhausen. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit zwischen Musterhausen und dem Flächenversorger wurde weiterhin unterstellt, dass sich sowohl die Energiemenge als auch der Netzausbau proportional zueinander entwickeln.

Die Analyse des normierten Bestands an Umspannwerken und Transformatoren verdeutlicht, dass sich im Szenario des Regionalversorgers der jeweilige Bestand kontinuierlicher entwickelt, was Abbildung 40 visualisiert.

6.2.6.4 Unterscheidung Flächennetzbetreiber mit und ohne Redispatch im Verteilnetz

In der Redispatch-Variante des Flächennetzbetreibers wurde angenommen, dass die erforderlichen Netzausbauten aufgrund der Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien nacheilend realisiert werden. Dadurch kommt es zu Engpässen im Netz, die verhindern, dass erneuerbare Energien zu bestimmten Zeitpunkten vollständig eingespeist werden können.

Das technische Mengengerüst entwickelt sich derart, dass sich durch die verzögerten Netzausbaumaßnahmen bereits nach wenigen Jahren ein Rückstand gegenüber den Soll-Werten aufbaut

(vgl. Abbildung 42). Dieser Rückstand kann erst nach 2045, also außerhalb des betrachteten Zeitraums, vollständig ausgeglichen werden. Konkret erreicht der Netzausbau in der Redispatch-Variante bis 2045 lediglich 92 % der eigentlich erforderlichen Ausbaumenge. Die Auswirkungen auf unterschiedliche Netzkomponenten sind dabei unterschiedlich stark ausgeprägt: Bezüglich Umspannwerke und HS/MS-Trafos werden bis 2045 nur 60 % der erforderlichen Ausbaukapazitäten realisiert. Bei den Ortsnetztransformatoren können 95 % der notwendigen Maßnahmen bis 2045 umgesetzt werden (vgl. Abbildung 43).

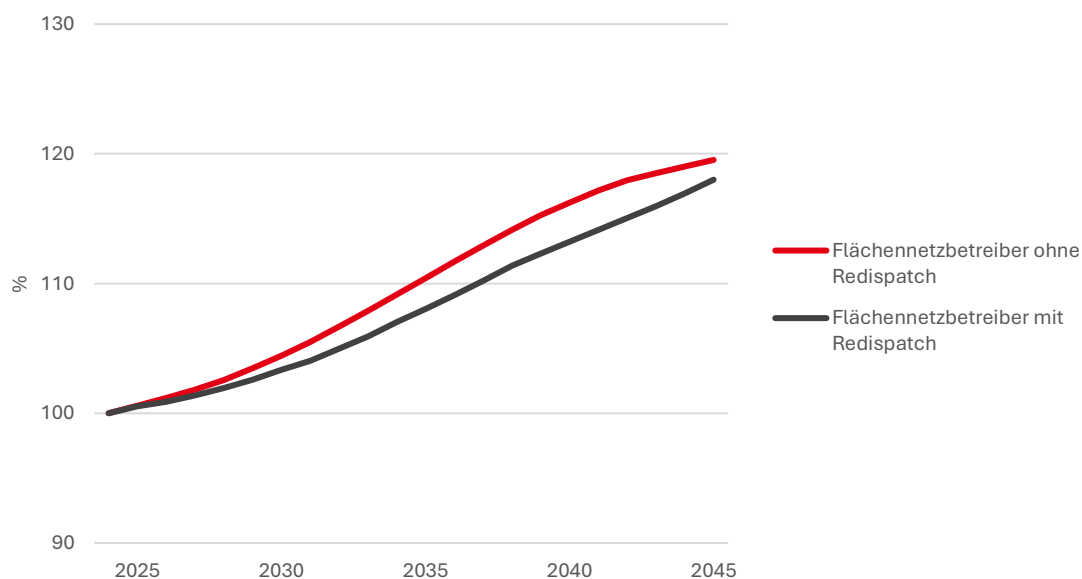


Abbildung 42: Entwicklung der Netzlänge eines Flächennetzbetreibers ohne und mit Redispatch

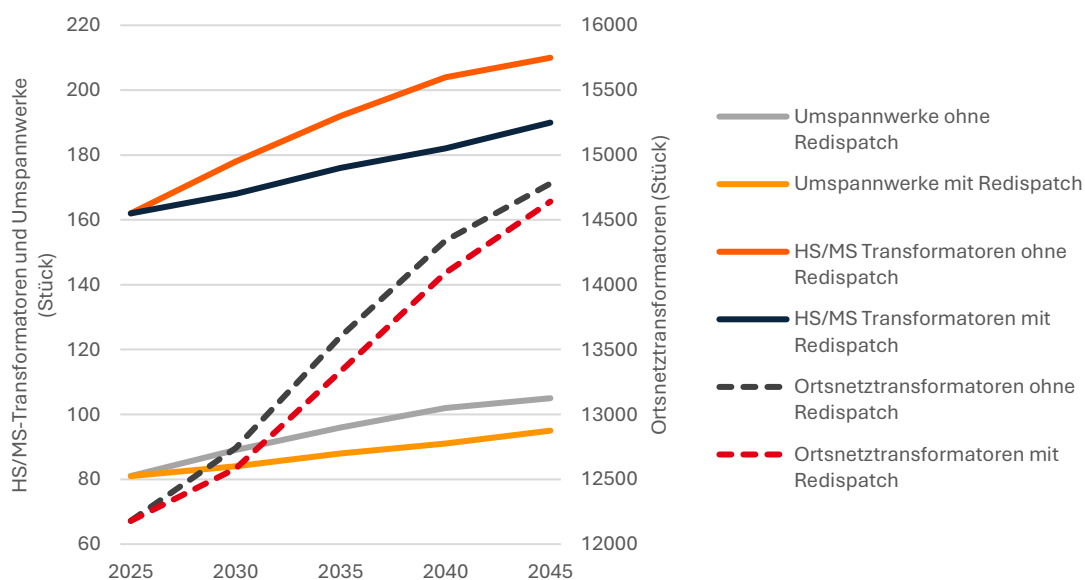


Abbildung 43: Entwicklung der Zahl der Umspannwerke und Transformatoren

Aus dem Zeitverzug zwischen geplantem Netzausbau (entspricht Netzausbau des Flächennetzbetreibers ohne Redispatch) und dem verzögerten Netzausbau in der Redispatch-Variante, wurde die Redispatchmenge¹¹ in Abbildung 44 bestimmt. Am Verlauf der Kurve erkennt man, dass sich durch den verzögerten Netzausbau bis 2040 eine immer größere Redispatchmenge aufstaut. Erst danach beginnt eine Phase, wobei der Netzausbau allmählich nachzieht und die Redispatchmenge abgebaut werden kann.

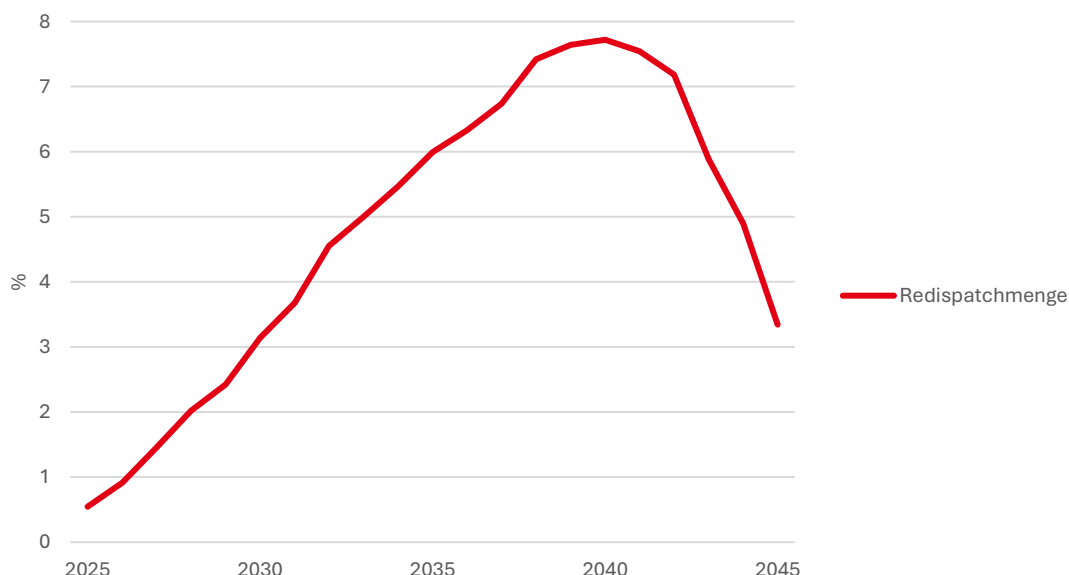


Abbildung 44: Modellierte Redispatchmenge bei Einspeisung 100 % EE

Der Redispatch-Preis wurde auf Basis einer Auswertung historischer Daten der beiden Faktoren Redispatchmenge und Redispatchkosten ermittelt. Während die Redispatchkosten bis 2021 vergleichsweise niedrig blieben, erreichten sie 2022 einen Höchststand von über 2,5 Mrd. Euro und sanken danach leicht auf 2,35 Mrd. Euro. Gleichzeitig stieg auch die Redispatchmenge erheblich an, was dazu führte, dass der Redispatch-Preis 2022 mit rund 11 ct/kWh einen Spitzenwert erreichte und für 2023 mit rund 7,1 ct/kWh immer noch sehr hoch war. In den Jahren zuvor lag er noch unter 3 ct/kWh.

Da die Werte vor 2022 deutlich niedriger waren und sich ab 2023 auf einem moderateren, aber immer noch erhöhten Niveau eingependelt haben, wurde für die künftige Betrachtung ein durchschnittlicher Wert aus dem Jahr 2023 herangezogen. Dieser liegt bei 7 ct/kWh und wird in den folgenden Jahren mit einer Inflation von 2 % fortgeschrieben. Aus diesem Preis und der Redispatchmenge in Abbildung 44 ergeben sich die in Abbildung 45 Redispatchkosten für die Variante Flächennetzbetreiber mit Redispatch. Neben dem Mengengerüst gehen auch sie als zusätzliche Belastung für die Netzkunden in die betriebswirtschaftliche Analyse in Kapitel 6.3.2.3 ein.

¹¹ Der Begriff Redispatch wird hier im Sinne des „Redispatch 2.0“ verwendet, wie er in §13a EnWG beschrieben ist. Dargestellt und analysiert sind die Mengen, die der Verteilnetzbetreiber aufgrund von Engpässen abregeln muss. Der erforderliche bilanzielle Ausgleich ist in den Mengen nicht enthalten.

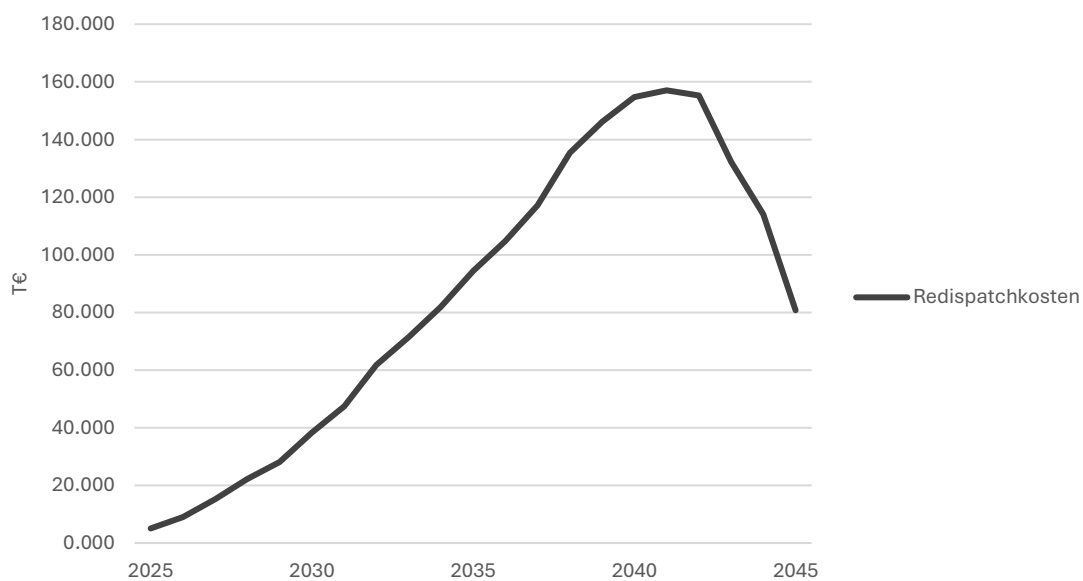


Abbildung 45: Modellierte Redispatchkosten

6.2.6.5 Beschleunigte Transformation

Die Energiewende vollzieht sich regional mit sehr unterschiedlichen Geschwindigkeiten. Daher ist es von zentraler Bedeutung, auch Abweichungen von der in der Referenzvariante betrachteten durchschnittlichen Entwicklung zu untersuchen. Insbesondere stellt das Vorziehen von Investitionsbedarfen hinsichtlich der Finanzierung eine zusätzliche Herausforderung dar, weshalb im Folgenden eine beschleunigte Transformationsvariante detailliert betrachtet wird.

Die beschleunigte Entwicklung kann auf verschiedene Ursachen zurückgeführt werden. Zum einen existieren auf Länder- oder kommunaler Ebene Klimaziele, die ambitionierter sind als die bundesweit festgelegte Zielsetzung, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Ein exemplarisches Beispiel hierfür ist Baden-Württemberg, das bereits bis 2040 Netto-Treibhausgasneutralität anstrebt. Auf Kreis- oder Ortsebene sind häufig noch ehrgeizigere Zielsetzungen zu beobachten.

Darüber hinaus kann der beschleunigte Netzausbau nicht nur durch einen steigenden lastseitigen Ausbaubedarf begründet sein, sondern auch durch einen erhöhten einspeiseseitigen Ausbaubedarf. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht die relative Entwicklung der Netzlänge, wobei ersichtlich wird, dass sich die Infrastrukturinvestitionen im Vergleich zum Referenzfall zeitlich näher an die Gegenwart rücken – während der Zielwert 2045 unverändert bleibt.

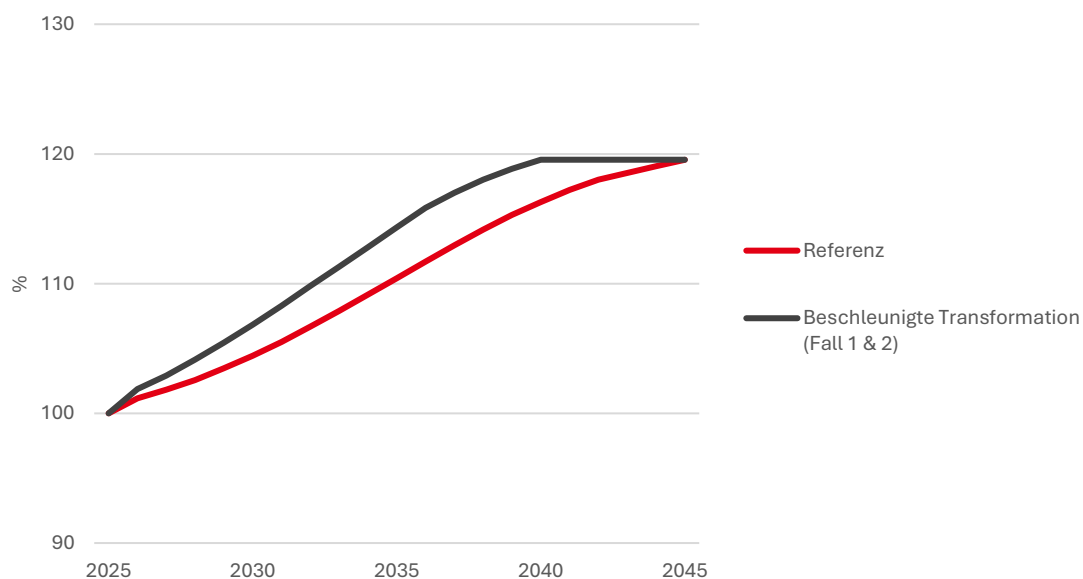


Abbildung 46: Entwicklung der Netzlänge in den Varianten beschleunigter Transformationen und Referenz

Wie der

Abbildung 47 zu entnehmen ist, hat die beschleunigte Transformation auch Auswirkungen auf die frühzeitige Errichtung von Umspannwerken, einschließlich Leistungstransformatoren, sowie auf den Bau von Netzstationen.

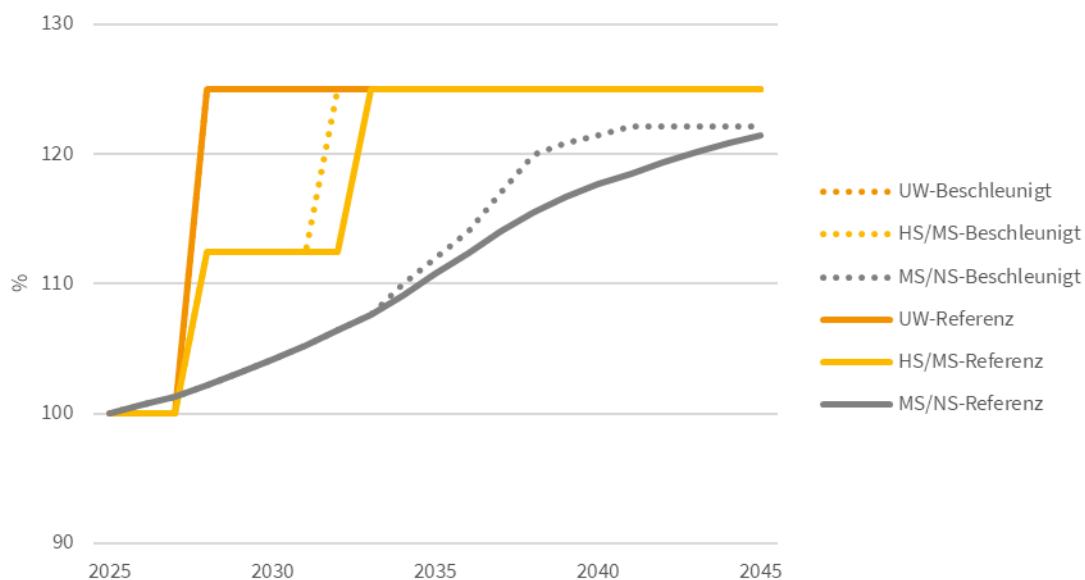


Abbildung 47: Entwicklung der Betriebsmittel in den Varianten beschl. Transformation und Referenz

6.2.6.6 Unterscheidung zwischen High CAPEX und Low CAPEX Variante

Für die spätere spartenübergreifende Bewertung der Finanzierungsmöglichkeiten wird für jede Sparte sowohl eine High CAPEX- als auch eine Low CAPEX-Variante betrachtet.

High CAPEX: Investitionskostenanstieg durch konsekutive Planung

In der High CAPEX-Variante der Sparte Strom wird angenommen, dass bestehende Unsicherheiten zu einem überdimensionierten Netzausbau führen. Infolgedessen werden in dieser Variante 20 % mehr Netzkapazitäten geplant und errichtet als tatsächlich erforderlich. Im Referenzfall hingegen wird unterstellt, dass der Netzbetreiber über vollständige Kenntnis des zukünftigen Netzausbaubedarfs verfügt und dementsprechend keine Unsicherheiten bestehen. Da dies in der Realität nicht gegeben ist, wird im High CAPEX-Szenario von einem 20%igen Mehrausbau ausgegangen – trotz unveränderter Energiemenge im Vergleich zur Referenz.

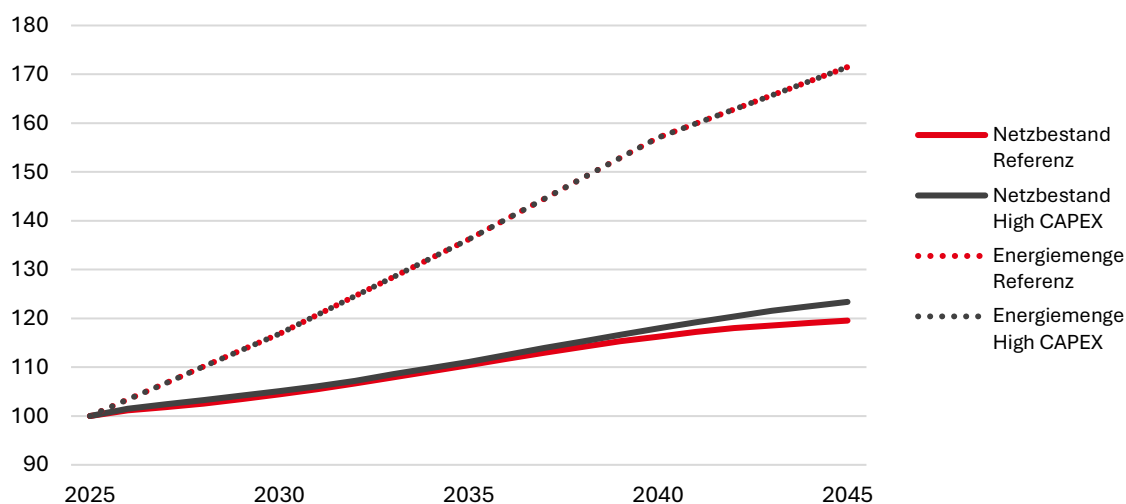


Abbildung 48: relativer Vergleich zwischen der Referenz Variante und der High CAPEX Variante

Low CAPEX: Optimierung der Investitionskosten durch netzdienliche Flexibilisierung und weiterentwickelte Planungsgrundsätze

Parallel zum Ausbau der Stromnetze wurden zahlreiche Konzepte und Ansätze entwickelt, um den Netzausbaubedarf zu optimieren. Dies umfasst insbesondere die system- und netzdienliche Nutzung von Flexibilität sowie weiterentwickelte Planungsgrundsätze, die eine veränderte Bewertung der Gleichzeitigkeit der Netznutzer ermöglichen. Allen diesen Ansätzen ist gemeinsam, dass sie von einer höheren Mess- und Steuerbarkeit der Stromnetze profitieren bzw. diese voraussetzen. Die fortschreitende Digitalisierung des Stromnetzes begünstigt diese Entwicklungen maßgeblich. Es wird angenommen, dass durch die Kombination verschiedener Optimierungsmaßnahmen eine Reduktion der zusätzlichen Investitionskosten für den Netzausbau um bis zu 30 % gegenüber der Referenz realisiert werden kann. Die angenommene Einsparung von 30 % basiert auf einer aus der Literatur abgeleiteten Annahme, die die potenzielle Wirkung solcher Optimierungsmaßnahmen veranschaulichen soll. Es kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass in jedem Verteilnetz eine entsprechende Reduktion der Investitionsbedarfe realisierbar ist. Die tatsächlichen Einsparpotenziale hängen von zahlreichen Faktoren ab und müssen im Einzelfall analysiert werden. Zur Erreichung der erforderlichen Mess- und Steuerbarkeit entstehen zusätzliche Investitionskosten. Im Modell wurden diese durch die Umrüstung von Ortsnetzstationen zu intelligenten Ortsnetzstationen berücksichtigt. Da der notwendige Umfang der Umrüstung stark von den individuellen

Netzgegebenheiten abhängt, wurde in einer Sensitivitätsanalyse die Umrüstung von 30 % bzw. 80 % der Ortsnetzstationen untersucht.

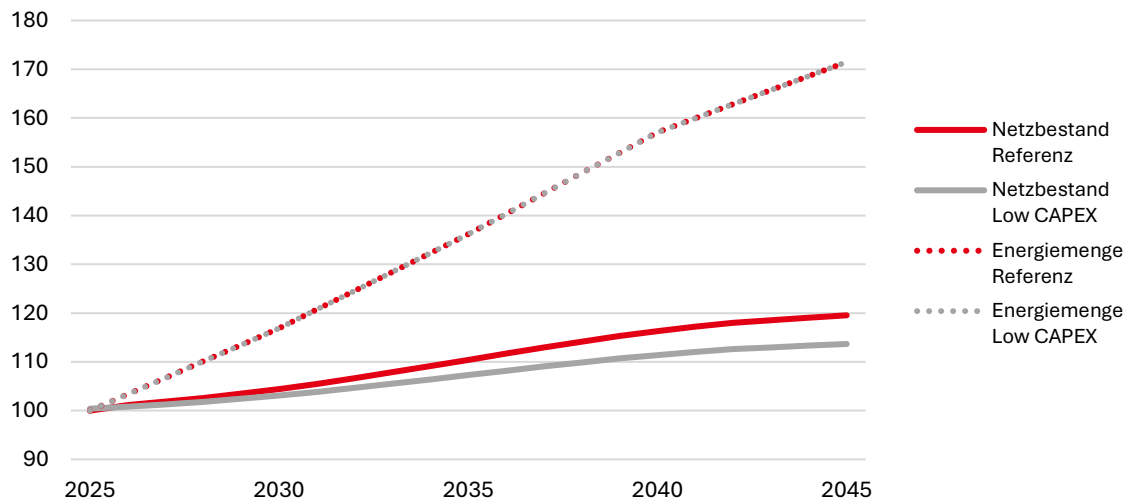


Abbildung 49: relativer Vergleich zwischen der Referenz Variante und der Low CAPEX Variante

6.3 Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Berechnungen

6.3.1 Referenzfall Musterhausen

Perspektive Betreiber

Musterhausens Investitionsbedarf ins Stromnetz ist sehr hoch. Die Entwicklung der Betriebsmittel und die daraus resultierenden Investitionsanforderungen in der Sparte Strom sehen eine deutliche Ausweitung des Anlagevermögens und des Betriebsmittelumfangs vor. Die Entwicklung des Mengengerüsts zeigt, dass neben den Investitionen in Leitungskilometer in mehreren Schritten (drei) Transformatoren bzw. Umspannwerke zugebaut und finanziert werden müssen.

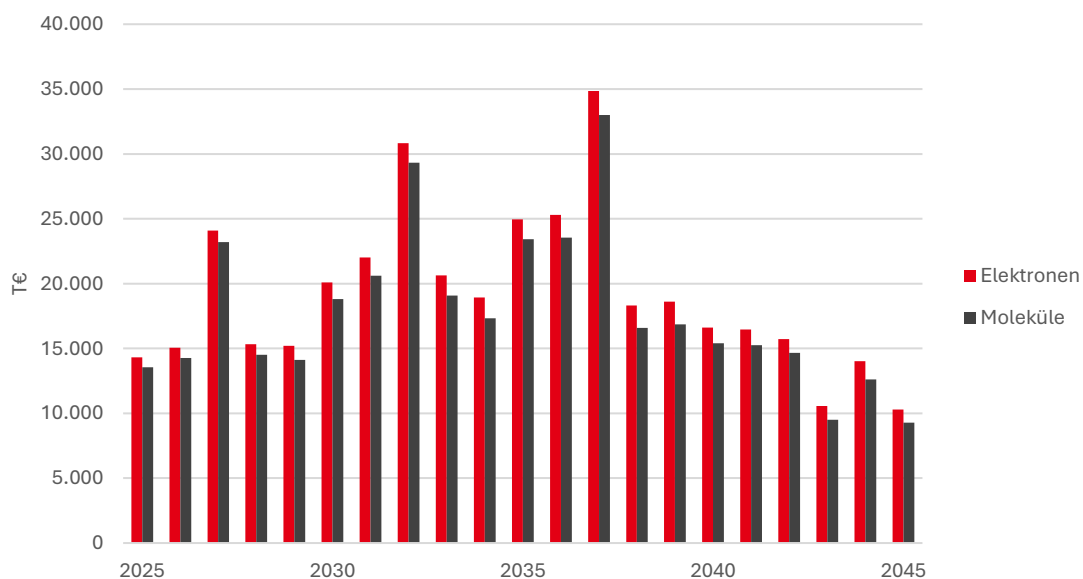


Abbildung 50: Erforderliche Investitionen in das Stromnetz (nominal)

Für die Investitionstätigkeit bedeutet dies, dass neben einem grundsätzlichen Anstieg in einzelnen Jahren weitere zusätzliche Einzelmaßnahmen erforderlich sind. Diese Sprunginvestitionen lassen sich in Abbildung 50 erkennen. Der Bau von Umspannwerken Hoch-/Mittelspannung stellt häufig in besonderem Maße eine Belastung für Ressourcen, die in Planung, Bau und Betrieb gebunden sind, dar. Angesichts aktuell langer Lieferzeiten für Transformatoren (z. T. mehrere Jahre) ist ein hohes Maß an Planbarkeit wichtig. Mit Blick auf Liquiditätsströme und Cashflow ist zudem zu beachten, dass derartige Sprunginvestitionen sowohl bezüglich zeitlicher Struktur als auch absoluter Höhe für die Finanzierung herausfordernd sind.

Der wesentliche Teil der Investitionen fällt zur Ertüchtigung der Netze bis Mitte der 2030er Jahre an, wodurch ein Substanzaufbau erreicht wird. Die Errichtung von Umspannwerken Hoch-/Mittelspannung erfolgt in diesem Beispiel für Musterhausen durch Sprunginvestitionen in den Jahren 2027, 2032 und 2037. Aufgrund der Bauzeiten werden die Investitionsbedarfe auf drei Jahre verteilt.

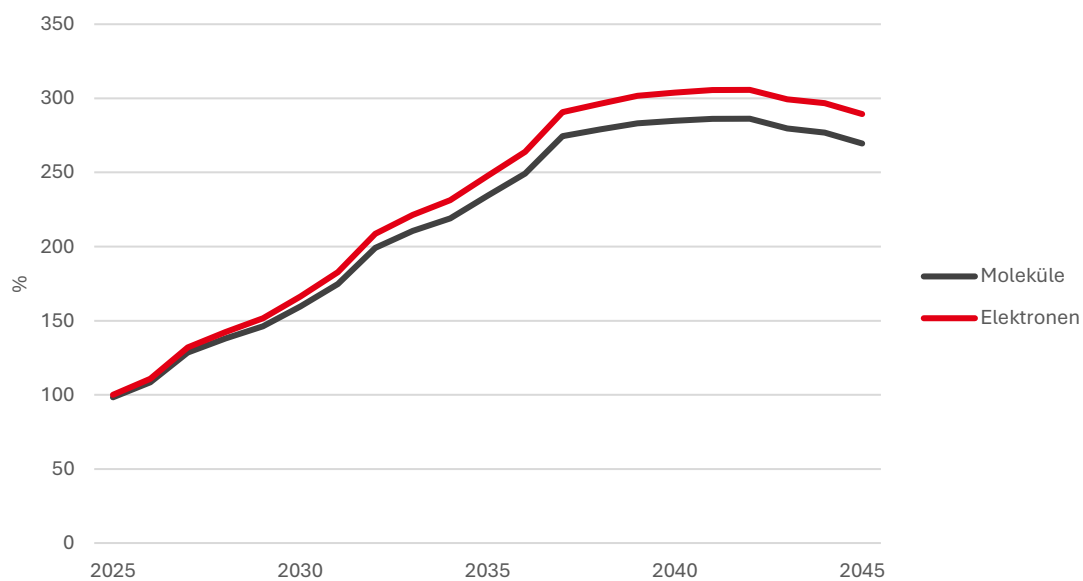


Abbildung 51: Kalkulatorischer Restwert (nominal)

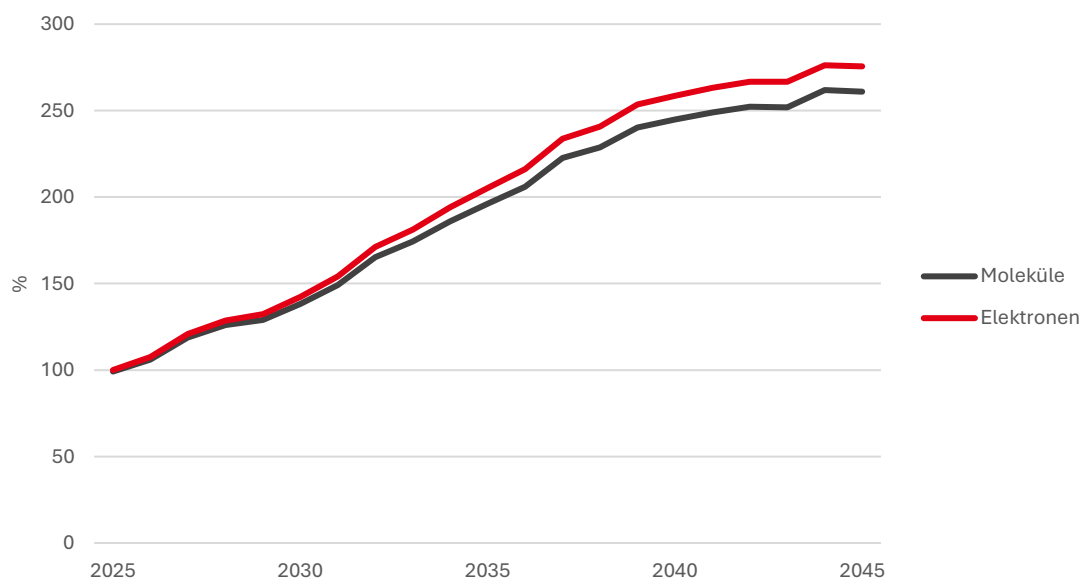


Abbildung 52: Erlösobergrenze (ohne vorgelagertes Netz) (nominal)

Durch die Investitionen werden Werte geschaffen, die Grundlage für einen effizienten Betrieb des Netzes über viele Jahre hinweg sein werden. Entsprechend steigen der kalkulatorische Restwert sowie die Erlösobergrenze durch die getätigten Investitionen stark an, was aus Abbildung 51 und Abbildung 52 deutlich wird.

Die monetären Investitionen in beiden Transformationspfaden sind sehr ähnlich. Insgesamt verdreifacht sich in Musterhäusern im Elektronen-Szenario aufgrund der Investitionstätigkeit der kalkulatorische Restwert bis in die späten 30er Jahre hinein. Im Moleküle-Szenario resultieren ebenfalls sehr hohe Investitionen. Sie liegen zwar etwa 7 % geringer, gemessen am Umfang der Gesamtinvestitionen sind die Unterschiede aber gering. Die Ergebnisse zeigen, dass bezüglich des Umfangs des

Netzausbau zwischen den Szenarien Elektronen und Moleküle nur geringfügige Unterschiede existieren. Aus diesem Grund werden in der weiteren Darstellung nur noch die Ergebnisse des Elektronen-Transformationspfads gezeigt. Die Auswertungen des Moleküle-Transformationspfads in der Sparte Strom haben zu analogen Aussagen geführt und sind daher in diesem Kapitel nicht separat ausgewiesen.



Die Transformationspfade Elektronen und Moleküle weisen nur geringe Unterschiede im Bedarf von Investitionen auf. Neben den Investitionen in Leitungskilometer stellen insbesondere Sprunginvestitionen (z.B. in Umspannwerke) in einzelnen Jahren eine zusätzliche Herausforderung für die Finanzierung dar.

Aufgrund der hohen Investitionsanforderungen ist für Musterhausen im Strombereich bis Mitte der 2030er Jahre eine signifikante Kapitalzufuhr erforderlich. Aufgrund des Investitionsprofils in der Referenz-Variante ergeben sich bis Mitte der 2030er Jahre negative Free Cashflows. Das bedeutet, dass die Investitionen nicht aus dem laufenden operativen Cashflow finanziert werden können und eine Liquiditätszufuhr erforderlich ist.

Berücksichtigt man zusätzlich, dass aus den Cashflows Tilgungen von Krediten, Zinszahlungen und Ausschüttungen an die Gesellschafter getätigt werden müssen, so zeigt sich, dass noch in deutlich höherem Umfang entsprechende Liquidität bereitgestellt werden muss.

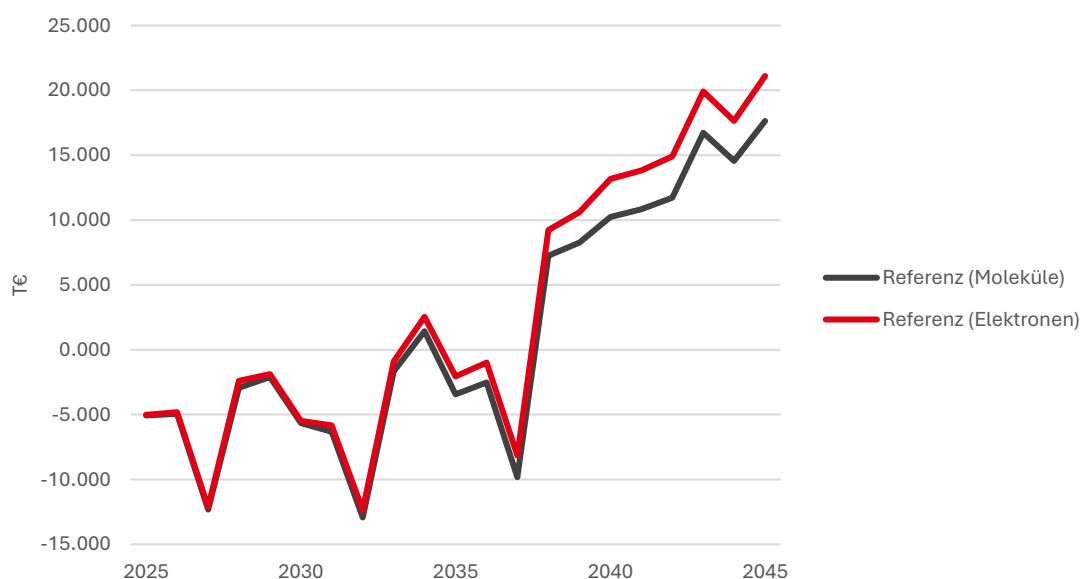


Abbildung 53: Free Cashflow (nominal)

Die Bereitstellung von Liquidität kann dabei entweder durch Kreditaufnahme (Fremdkapital) oder Eigenkapitalzufuhr erfolgen. Da die Finanzierung zumeist auf Unternehmensebene und nicht isoliert nur für den Netzbereich erfolgt, werden die Finanzierungsoptionen weiter unten beschrieben.

Zur Verbesserung der Liquiditätssituation im operativen Geschäft sind die regulatorisch zulässigen Erlöse interessant. Ein zentraler Bestandteil ist hierbei die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung. In den letzten Jahren hat sich der Spread zwischen risikoloser Verzinsung, Fremdkapital-Zinsniveau

und regulatorischer Eigenkapital-Verzinsung zunehmend reduziert. Dies zeigt sich deutlich in der Entwicklung des risikofreien Basiszinses und der regulatorischen EK-Zinsen.

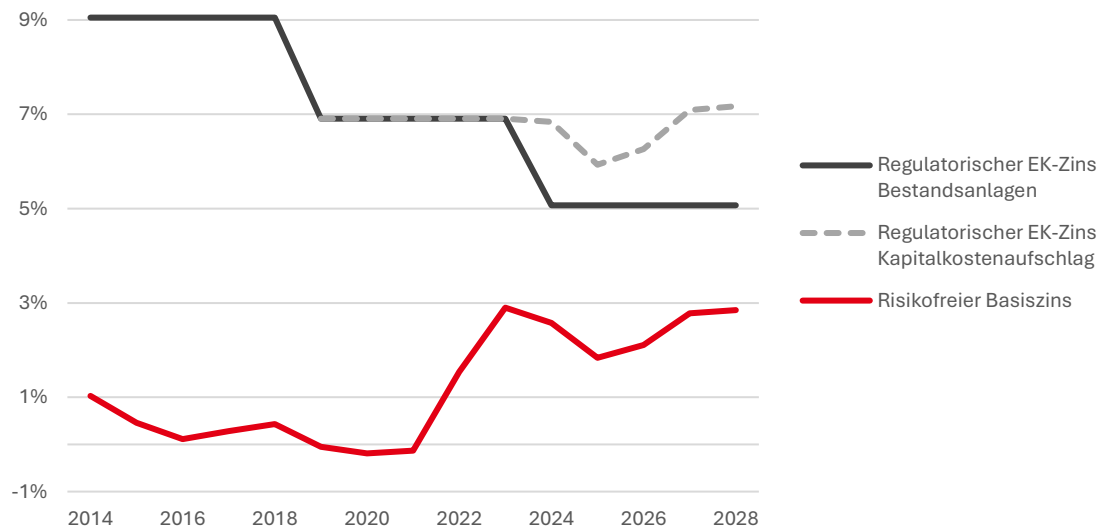


Abbildung 54: Entwicklung des risikofreien Basiszinses und der regulatorischen EK-Zinsen

Die Abbildung 54 verdeutlicht, dass der risikofreie Basiszins über einen längeren Zeitraum hinweg auf einem historisch niedrigen Niveau verharrte und erst seit 2021 wieder anstieg. Gleichzeitig ist der regulatorische Eigenkapitalzins für Bestandsanlagen über die Jahre gesunken, wobei eine deutliche Reduktion insbesondere nach 2018 sichtbar ist. Der regulatorische EK-Zins mit Kapitalkostenaufschlag liegt zwar ab 2023 oberhalb des regulatorischen EK-Zinses für Bestandsanlagen, wird aber nicht für alle Assets und nicht über die gesamte Laufzeit gewährt.

Diese Rahmenbedingungen haben Auswirkungen auf das Investitionsklima im Netzbereich. Institutionelle Anleger bringen derzeit nicht genug Kapital ein, um den hohen Finanzierungsbedarf (z. B. durch Energiewende, Digitalisierung oder Netzverstärkung) zu decken. Entweder fehlen ihnen attraktive Anlagemöglichkeiten oder die bestehenden Optionen sind nicht attraktiv genug (z. B. wegen zu niedriger Rendite oder zu hoher regulatorischer Unsicherheit).

Aufgrund der sehr hohen Finanzierungsanforderungen stellt sich daher die Frage, ob die regulatorischen Eigenkapitalverzinsungen ausreichend attraktiv sind, um frisches Eigenkapital durch Gesellschafter zu generieren bzw. Kredite zu bedienen.



Aufgrund der Investitionsanforderungen im Strombereich ist eine signifikante Liquiditätszufuhr erforderlich. Aus dem laufenden operativen Geschäft lassen sich die erforderlichen Investitionen nicht durch eine Innenfinanzierung realisieren. Für eine externe Kapitalzufuhr ist sehr fraglich, ob die aktuellen regulatorischen Eigenkapitalzinssätze ausreichend attraktiv sind.

Perspektive Verbraucher

Entsprechend der rechtlichen Rahmenbedingungen muss der Netzbetreiber seine Kosten durch Entgelte auf die Verbraucher umlegen. Trotz sehr hoher Investitionen steigen die spezifischen Netzkosten je Nutzer in einer isolierten Betrachtung des Verteilnetzes lediglich um den Faktor 1,6 (Elektronen-Variante) bzw. Faktor 1,8 (Molekül-Variante).

Grund für diese – trotz einer annähernden Verdreifachung der Vermögensbasis noch vergleichsweise recht moderaten – Steigerung sind gegenläufige Effekte, bei denen die ansteigenden Kosten auf immer mehr Netznutzer verteilt werden. Die Netzkosten im Molekül-Szenario liegen oberhalb derer im Elektronen-Szenario, da im Molekül-Szenario ebenfalls ein sehr hoher Netzausbau erforderlich ist, die resultierenden Kosten aber auf eine deutlich geringere Absatzmenge verteilt werden.

Zusätzlich zu den Kosten für das Verteilnetz fallen verbraucherseitig Kosten für das vorgelagerte Netz an, das bis 2045 ertüchtigt wird. Im Rahmen der aktuellen Netzentgeltsystematik werden die Kosten der vorgelagerten Netze über die Kostenwälzung zu den eigenen Netzkosten addiert und an die Netzkunden der jeweiligen Netzebene entsprechend verteilt.

Um diese Effekte zu quantifizieren, wurden im Rahmen dieser Analyse die Netzausbaukosten für die Übertragungsnetze auf Grundlage der Netzentwicklungspläne sowie unter Hinzuziehung von Annahmen zu spezifischen Netzausbaukosten und Lastentwicklung fortgeschrieben. Für die Verteilnetze ist dabei zusätzlich zu berücksichtigen, dass der Bezug von elektrischer Arbeit und Leistung aus dem Übertragungsnetz zur Deckung der Netzlast auch davon abhängt, in welchem Umfang dezentrale Einspeisungen vorhanden sind. Demzufolge wurden diesbezüglich unterschiedliche Fallkonstellationen betrachtet. Je geringer der Bezug aus dem vorgelagerten Netz ist, desto geringer fallen die Netzentgelte insgesamt aus. Da die Höhe des Strombezugs aus dem Übertragungsnetz im Mengengerüst von Musterhäusern nicht eindeutig bestimmt ist, wurde in einer Sensitivitätsbetrachtung der Strombezug zwischen 30 und 90 % variiert. Während die Netzentgelte für das Verteilnetz auf das 1,6-fache des Bezugswertes 2025 steigen, erhöht sich dies auf Faktoren von 1,9 (30 % ÜN-Bezug) über 2,1 (50 % ÜN-Bezug) bis 2,2 (90 % ÜN-Bezug).

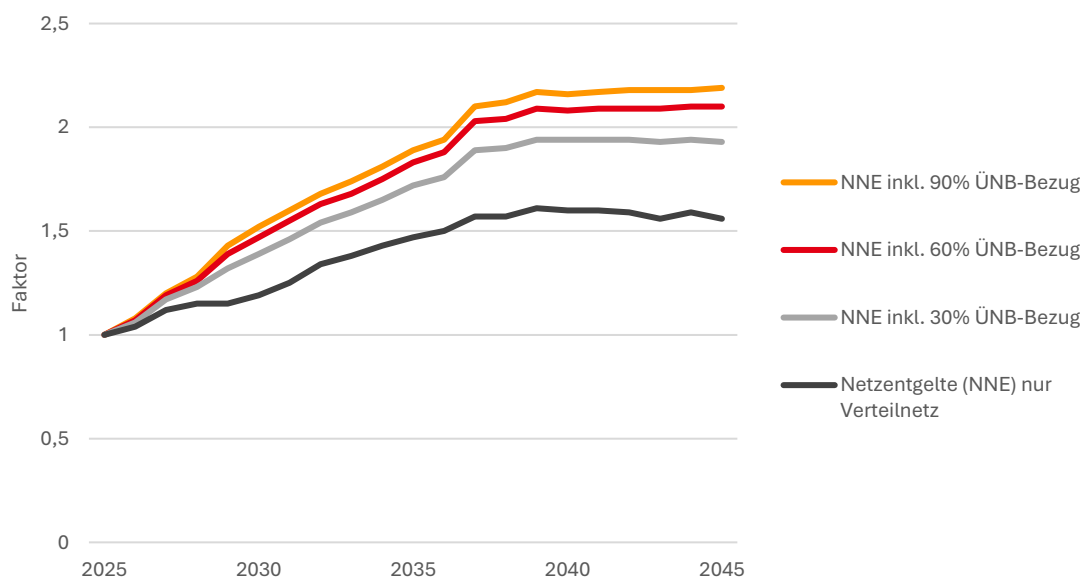


Abbildung 55: Modellierung der Verteilnetz- und Übertragungsnetzentgelte (nominal)

Abbildung 55 zeigt diese auf das Jahr 2025 normierte Entwicklung der Netzentgelte in Abhängigkeit von der Strombezugsmenge aus dem Übertragungsnetz. Dabei handelt es sich um nominale Werte, also inklusive einer unterstellten Inflationsentwicklung.

Wie oben beschrieben, sind den Modellrechnungen die Annahmen aus den BMWK-Langfristszenarien hinterlegt. Da die mit dem Netzausbau verbundenen Investitionen in den nächsten Jahren getätigt werden, sind diese resultierenden Kosten aufgrund der Langfristigkeit der Kapitalbindung determiniert. Sollte sich aber im Zeitablauf herausstellen, dass die Annahmen zu Last- und Absatzentwicklung nicht eintreten (z. B. durch geringere industrielle Absätze, weniger Elektromobilität oder weniger Wärmepumpen), führt dies zu einem zusätzlichen Anstieg der spezifischen Belastung für Verbraucher, da die Kosten sodann auf eine geringere Bezugsbasis umgelegt werden müssen.

Aktuell ist eine Anpassung der Netzentgeltsystematik sowie eine Reduktion der Netzentgelte durch staatliche Maßnahmen Gegenstand der politischen Diskussion. Entsprechende Maßnahmen wurden im Rahmen dieser Studie zunächst nicht unterstellt. Sowohl absolut als auch relativ erreichten die Netzentgelte im Jahr 2024 ein hohes Niveau [65].

Insgesamt wird deutlich, dass steigende Netzkosten in allen Bereichen dazu führen, dass sich steigende Belastungen für Verbraucher ergeben und im Ergebnis die Transformation für viele Netzkunden an wirtschaftliche Grenzen stoßen kann, wodurch die Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen zur Sicherstellung der Bezahlbarkeit immer dringlicher wird.

Auch vor dem Hintergrund der Akzeptanz der Energiewende bleibt die Deckung der Netzkosten eine Herausforderung. Es muss geprüft werden, welche alternativen Finanzierungsmöglichkeiten hierzu herangezogen werden können, damit die mögliche Verdoppelung nicht vollständig auf die Verbraucher umgelegt wird.



Insgesamt zeigen die Untersuchungen, dass sich für die Netznutzung Strom bei Anwendung der aktuellen Netzentgeltsystematik bis 2045 die Belastung für Verbraucher ungefähr verdoppeln kann. Sollte sich im Zeitablauf herausstellen, dass die Annahmen zu Last- und Absatzentwicklung nicht eintreten, so führt dies zu einem zusätzlichen Anstieg der spezifischen Belastung für Verbraucher, da die Kosten sodann auf eine geringere Bezugsbasis umgelegt werden müssen.

Beschleunigte Transformation im Stromnetz

Die Energiewende entwickelt sich regional mit sehr unterschiedlichen Geschwindigkeiten. Daher ist es wichtig, auch Abweichungen in der Ausbau- und Transformationsgeschwindigkeit, von der in der Referenz-Variante betrachteten, durchschnittlichen zeitlichen Entwicklung zu untersuchen.

Ausgegangen wird in dieser Sensitivität davon, dass bei gleichem Ausbauziel die Netzlänge schneller ansteigt, d. h. die Transformationsziele schneller erreicht werden und der Netzausbau in kürzerer Zeit zu realisieren ist. Solche Konstellationen sind in der Praxis sehr häufig zu beobachten und lassen sich auf folgende Aspekte zurückführen:

- Der erste Fall geht davon aus, dass auf Länder- oder kommunaler Ebene teils Klimaziele verfolgt werden, die ambitionierter sind als die bundesweite Vorgabe eines Erreichens der Klimaneutralität bis 2045. In diesem Zusammenhang wird erwartet, dass auch die Elektrifizierung schneller voranschreitet und daher die nachgefragte Energiemenge schneller steigt. Ein Beispiel hierfür ist Baden-Württemberg, das bereits 2040 Netto-Treibhausgasneutralität erreichen möchte. Auf Kreis- oder Ortsebene sind teilweise noch ambitioniertere Ziele beobachtbar.
- Im zweiten Fall wird der beschleunigte Netzausbau neben dem lastseitigem Ausbaubedarf in einem einspeiseseitigem Ausbaubedarf begründet. So kann beispielsweise in Flächenkreisen ein überproportionaler Windenergie- oder PV-Freiflächenzubau resultieren. Hier wird davon ausgegangen, dass sich die Energienachfrage entsprechend dem Referenzmodell entwickelt, also nicht beschleunigt steigt.

Diese Fallunterscheidung wurde vorgenommen, weil die Verbrauchsmenge Einfluss auf die Entwicklung der Netzentgelte hat.

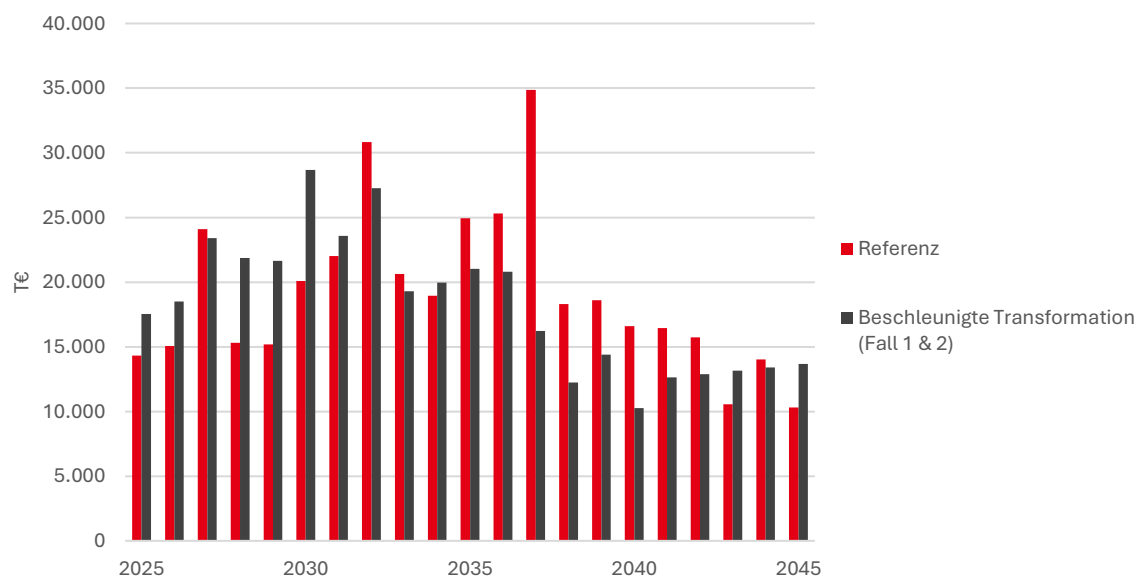


Abbildung 56: Investitionsbedarf (nominal)

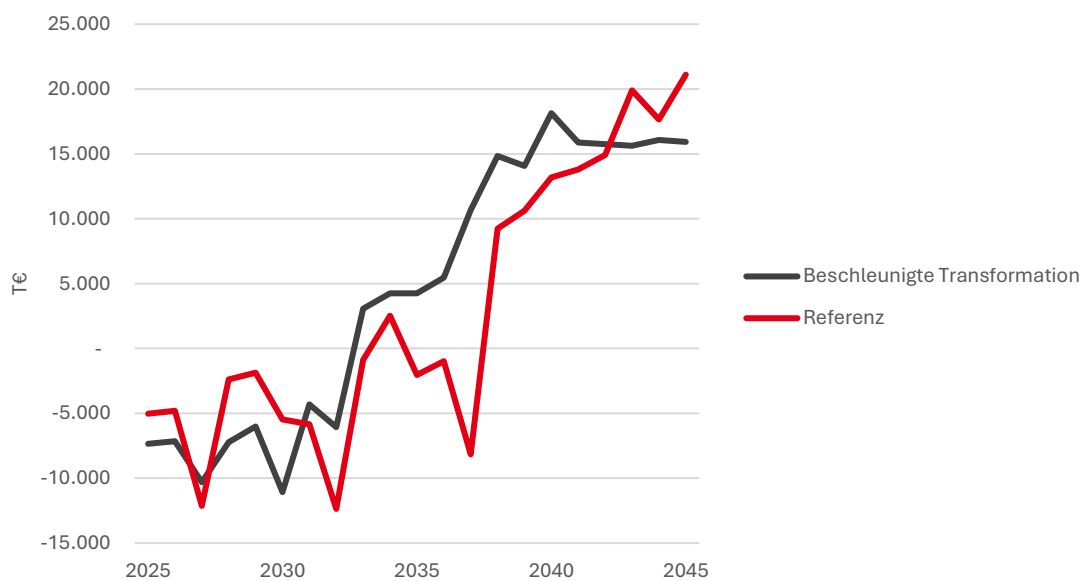


Abbildung 57: Free Cashflow (nominal)

Zugunsten der Vergleichbarkeit wurde angenommen, dass beide betrachteten Fälle der Beschleunigung das gleiche Investitionsprofil haben. In ihrer Summe sind die Investitionen in den beschleunigten Fällen vergleichbar zur Referenz-Variante. Sie finden in dieser Sensitivität jedoch zu einem früheren Zeitpunkt statt.

Ein zeitlich ambitionierterer Netzausbau erhöht die Herausforderungen bezüglich der tatsächlichen Umsetzbarkeit: Finanzierungsseitig schafft die beschleunigte Transformation durch ein höheres Maß an Investitionen zu einem früheren Zeitpunkt zusätzliche Herausforderungen. Zudem stellt sich bei einer beschleunigten Transformation verstärkt die Ressourcenfrage: Betriebsmittel, Fachkräfte und Tiefbauunternehmen stehen nicht beliebig schnell für einen früheren Ausbau zur Verfügung, selbst wenn die finanziellen Ressourcen gegeben sein sollten.

Der Free Cashflow wird durch eine beschleunigte Investitionstätigkeit beeinflusst. Gegenüber dem Referenzfall fällt der Wert zunächst deutlicher in den negativen Bereich. Im Anschluss erholen sich die Liquiditätsbedarfe aber schneller, außerdem führen die frühen hohen Investitionen zu zeitlich schnelleren Erlösrückflüssen.¹² Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Investitionen schneller rückläufig werden bzw. sich auf ein niedrigeres Niveau einpendeln.

¹² Die hier dargestellten Free Cashflows berücksichtigen noch keine Liquiditätsbedarfe für Zinsen, Tilgungen oder Ausschüttungen.

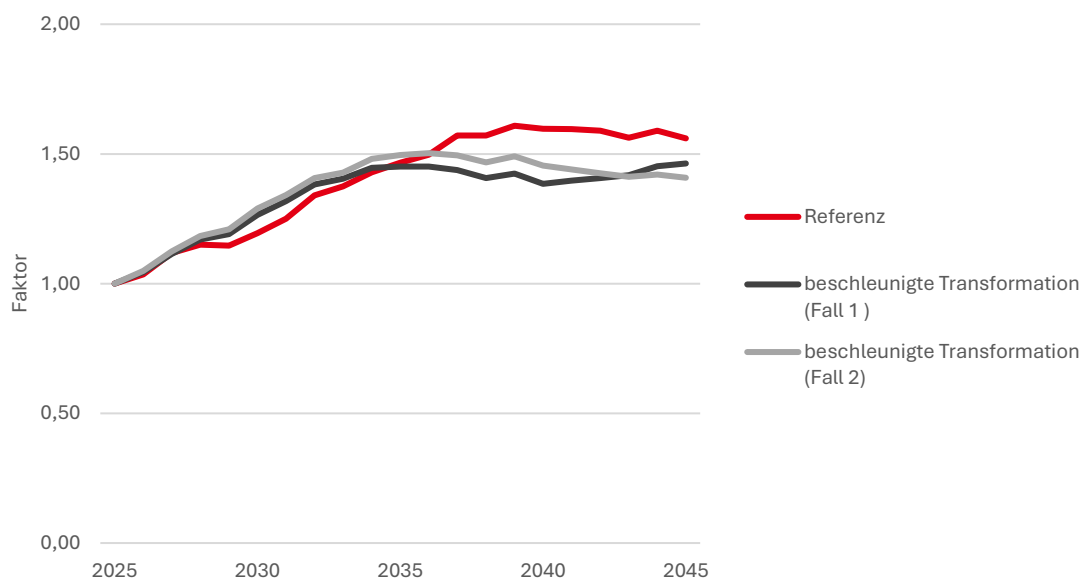


Abbildung 58: Netzkosten (nominal)

Auf die Netzkosten ergibt sich ein Effekt, der langfristig positiv wirkt, weil die maximale Steigung der Netzentgelte in beiden Fällen leicht unter der Referenz-Variante bleibt. Allerdings führen die früheren Investitionen in den beschleunigten Fällen zu einem etwas schnelleren Anstieg der Netzentgelte.

Die beschleunigte Transformation stellt für die Finanzierung in den nächsten Jahren eine erhöhte Herausforderung dar und ist auch logistisch schwerer umzusetzen. Nach erfolgtem Netzausbau zeigen sich jedoch positive Effekte für die Liquidität des Netzbetreibers.



Die beschleunigte Transformation stellt für die Finanzierung in den nächsten Jahren eine erhöhte Herausforderung dar. Nach erfolgtem Netzausbau zeigen sich jedoch positive Effekte für die Liquidität des Netzbetreibers. Ein vergleichbarer Effekt ist auch bei den Netzkosten sichtbar. Neben der Finanzierung stellt vor allem die Verfügbarkeit von Ressourcen eine zentrale Herausforderung für die Machbarkeit dar.

6.3.2 Auswertung der Varianten zur Abbildung größerer (Flächen-)Netzbetreiber

Die Strom-Verteilnetze in Deutschland sind durch eine hohe strukturelle Diversität gekennzeichnet. Diese Vielfalt ergibt sich aus historischen Entwicklungen, regional unterschiedlichen Versorgungsstrukturen und variierenden Betreiberstrategien. Während in urbanen Gebieten engmaschige Mittel- und Niederspannungsnetze dominieren, sind ländliche Regionen oft von weitläufigen Netzen mit größeren Abständen zwischen einzelnen Anschlusspunkten geprägt.

Da die Referenzvariante Musterhausen in ihrer Struktur eher ein kleines bis mittleres Netzgebiet repräsentiert stellt sich v. a. die Frage, ob die gewonnen Aussagen zu Herausforderungen bei Investition und Finanzierung auch auf größere Flächennetzbetreiber übertragbar sind. Um diese Frage zu beantworten, wurden drei Sensitivitäten analysiert:

- Variation 1: Sensitivierung der Netzlängen anhand typischer Werte für ländliche und städtische Netze
- Variation 2: Skalierung der Assetmenge von Musterhausen auf eine für einen Flächennetzbetreiber repräsentative Größe
- Variation 3: Zusätzliche Kosten durch Redispatch im Verteilnetz

Die Analyseergebnisse sind in den folgenden Unterkapiteln erläutert. Die den Sensitivitäten zugrunde liegenden Mengengerüste sind in Abschnitt 0 und 6.2.6 erläutert.

6.3.2.1 Variation 1: Städtische/ländliche Netzlängen

Während die Netzlängen des Referenz-Netzes Musterhausen als Median aus den Netzlängen aller Netzausbaupläne berechnet wurde, wurde für das städtische Netz das untere Quantil und für das ländliche Netz das obere Quantil der Netzlängen angesetzt. Die so abgeleiteten Varianten unterscheiden sich daher lediglich anhand der Netzlängen, um den Effekt dieser zentralen Eigenschaft von Netzen auf die Ergebnisse zu demonstrieren.

Im Startjahr der Betrachtung hat das modellierte städtische Stromnetz eine Länge von 1.140 km und das ländliche von 2.520 km (Vergleichswert Musterhausen: 1.556 km). Die Zahl der Umspannwerke ist im ländlichen Netz um eins größer, da aufgrund größerer Entfernungen pro Einwohner mehr Umspannwerke notwendig sind. Zudem gibt es im ländlichen Raum reine Einspeise-Umspannwerke, die ebenfalls Einfluss auf die Anzahl haben. Das Modellnetz für den ländlichen Raum zeichnet sich also durch ein größeres Mengengerüst als die Referenzvariante aus, während im städtischen Raum das Mengengerüst im Vergleich zur Referenz-Variante reduziert werden könnte.

Dies schlägt sich in den notwendigen Investitionen nieder (Abbildung 59). Die kumulierten Investitionen für das ländliche Netz liegen in den analysierten Beispielen rund 60 % über der Referenz-Variante, während die kumulierten Investitionen für das städtische Netz 23 % darunter liegen. Analog dazu entwickeln sich auch der kalkulatorische Restwert (Abbildung 60) und die Erlösobergrenze (Abbildung 61). Der kalkulatorische Restwert für das ländliche Netz steigt bis auf das Fünffache der Referenzvariante im Ausgangsjahr und auch die Erlösobergrenze erhöht sich um den Faktor 4,5, während sie in der Referenz-Variante nur in etwa um den Faktor 3 steigt.

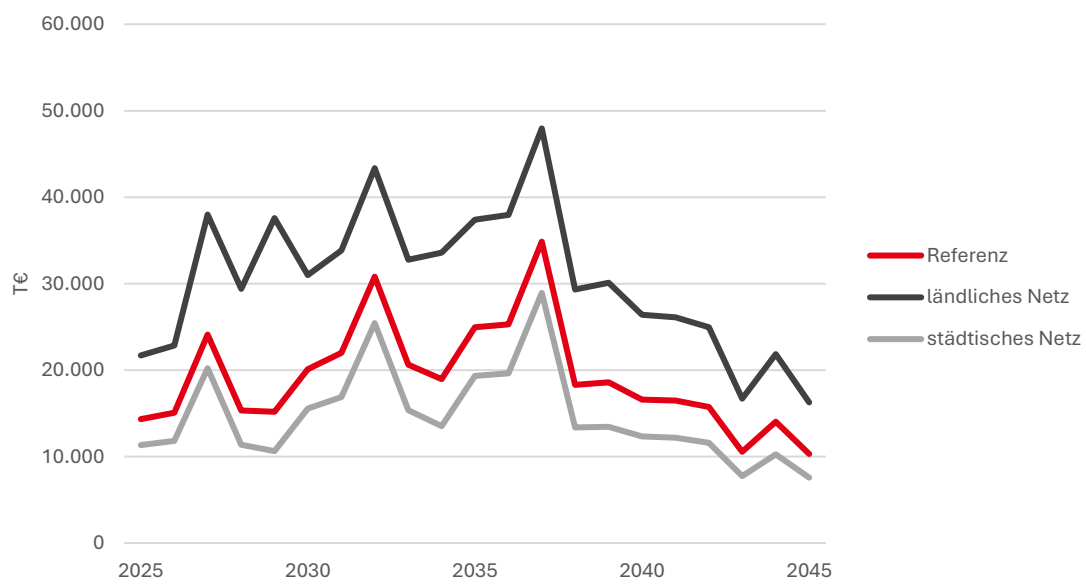


Abbildung 59: Investitionsbedarfe städtisches/ländliches Netz (nominal)

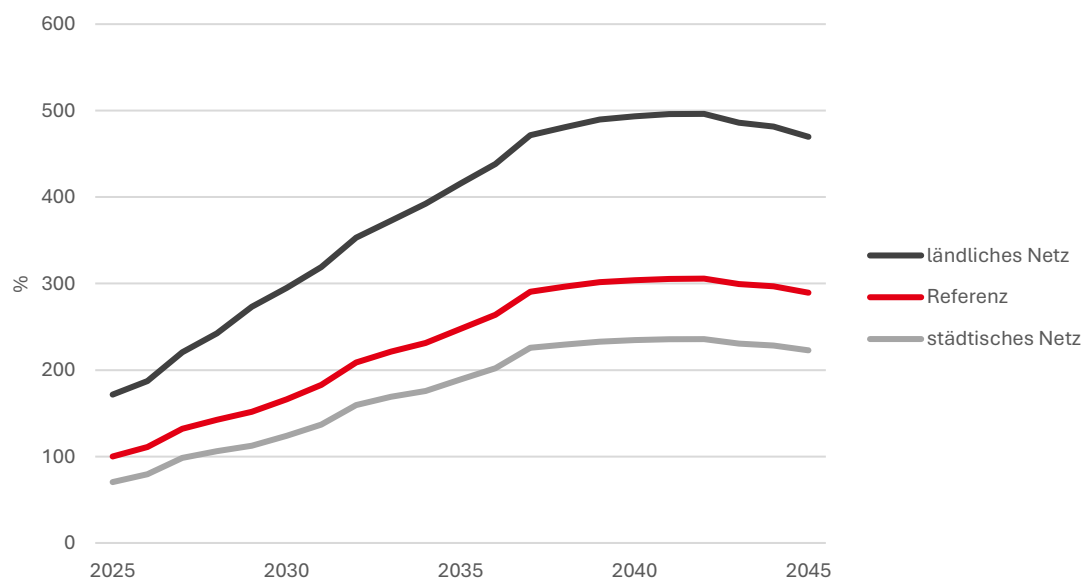


Abbildung 60: Kalkulatorischer Restwert (nominal)

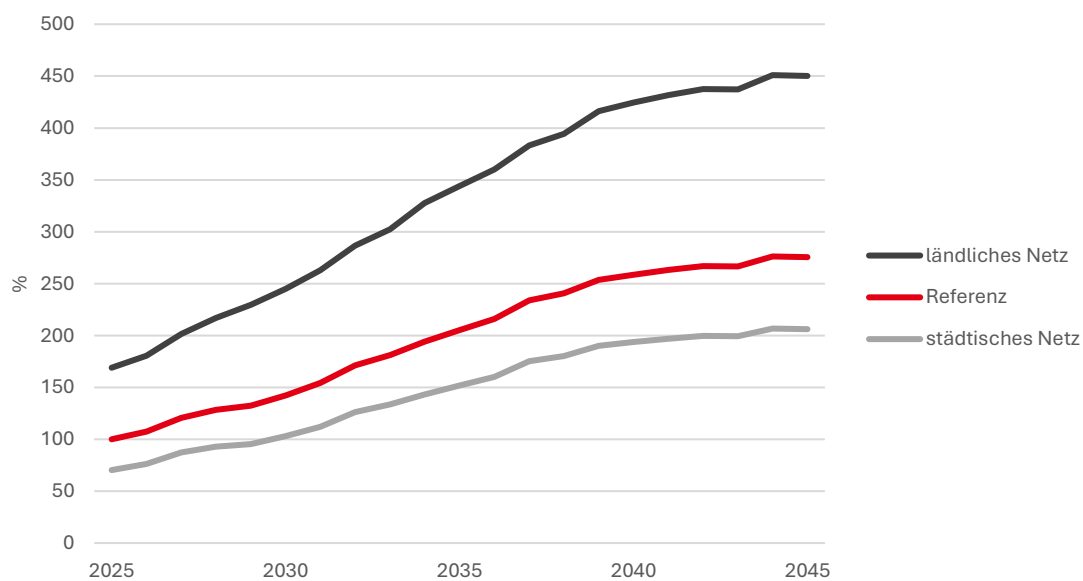


Abbildung 61: Erlösobergrenze (nominal)

Die normierten Netzkosten unterscheiden sich im Verlauf kaum, da der relative Netzausbaubedarf in allen drei Varianten ähnlich ist. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die Basiswerte unterschiedlich sind, denn die gleiche Energiemenge muss in unterschiedlich großen Netzen verteilt werden. Die absolut höchsten Netzkosten fallen im ländlichen Netz an, es folgt das Referenznetz und im städtischen Netz sind die Kosten am geringsten.

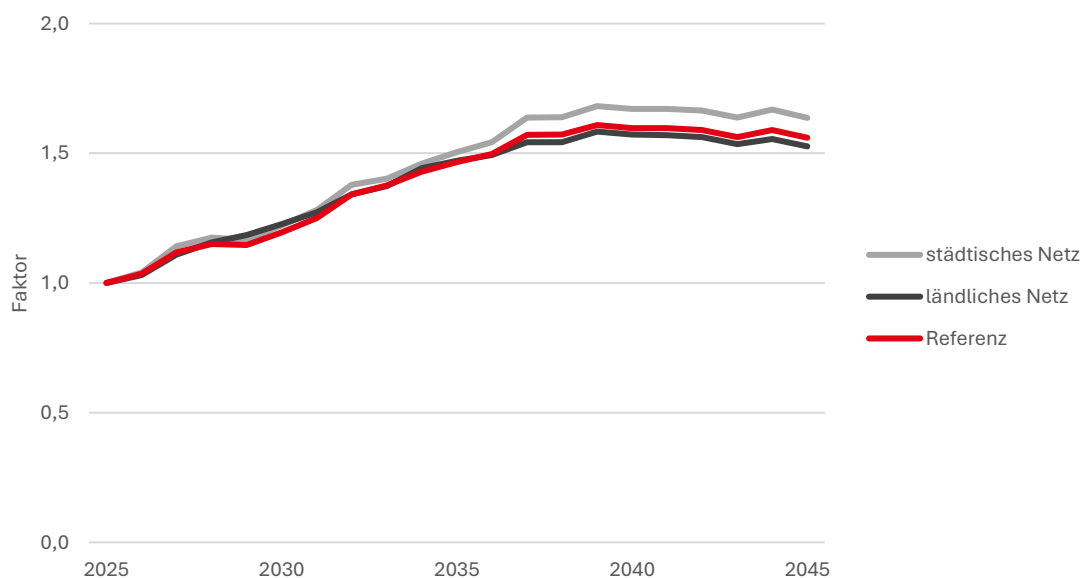


Abbildung 62: Verteilnetzkosten (nominal)

Als Ergebnis dieser Variation ist festzuhalten, dass die Höhe der Investitionsbedarfe je nach Netztyp (städtisch, ländlich) erheblich variieren können. Die Investitionen stellen gemessen an der jeweiligen Größe des Netzes in ihrer Höhe jedoch jedes Mal eine Herausforderung für den entsprechenden Netzbetreiber dar.



Die Investitionsbedarfe variieren je nach Netzgröße erheblich, stellen in ihrer Höhe aber in allen Fällen eine Herausforderung für Netzbetreiber und Kunden dar.

6.3.2.2 Variation 2: Skalierung der Assetmenge von Musterhausen auf eine für einen Flächen-netzbetreiber repräsentative Größe

Zusätzlich zu Musterhausen wurde ein Beispielnetz für einen Flächennetzbetreiber analysiert, da dieser aufgrund der zeitlichen Verteilung des Baus der Umspannwerke über die gesamte Laufzeit ein deutlich anderes Investitionsprofil als Musterhausen aufweist. Gegenüber Musterhausen mit seinen 100.000 Einwohnern wurde hier die Anzahl der Netznutzer mit dem Faktor 20 auf 2 Mio. skaliert. Ansonsten ist das Netz, wie in den anderen Sensitivitäten auch, gleichgeblieben, um eine Vergleichbarkeit mit der Referenz zu gewährleisten.

Abbildung 63 vergleicht die beiden Investitionsprofile. Da der Flächennetzbetreiber deutlich größer als das Musterhausen ist, wurden die Ergebnisse in der folgenden Grafik relativ zum Ausgangsjahr abgebildet. Das für Musterhausen charakteristische Investitionsprofil mit einzelnen Sprunginvestitionen durch Umspannwerke ist bei diesem großen Flächennetz nicht gegeben. Aufgrund der Größe des Versorgungsgebiets kann davon ausgegangen werden, dass jedes Jahr mehrere Umspannwerke gebaut werden müssen. Aufgrund begrenzter Ressourcen bei Planung und Bau der Umspannwerke, insbesondere jedoch auch aufgrund der aktuell beobachtbaren Engpässe bei der Lieferung von Komponenten und Betriebsmitteln (z. B. Transformatoren), verteilen sich die Investitionen zeitlich gleichmäßiger.

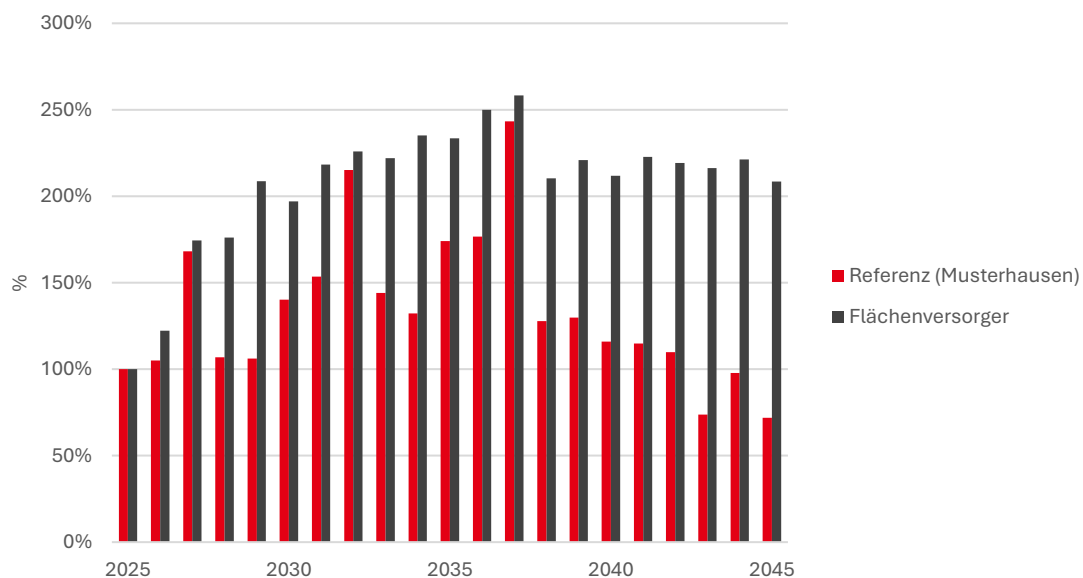


Abbildung 63: Relative Investitionsbedarfe in den Varianten Referenz und Flächennetzbetreiber (nominal)

Mit Blick auf die Entwicklung des kalkulatorischen Restwerts und der Erlösobergrenze sind keine wesentlichen Unterschiede beider Varianten festzustellen, wie Abbildung 64 und Abbildung 65 verdeutlichen.

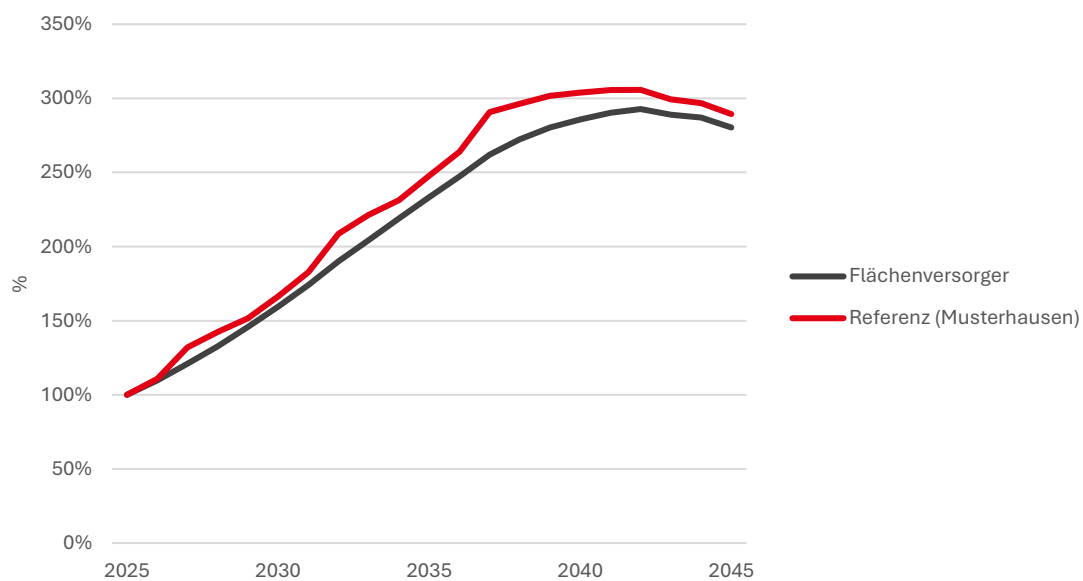


Abbildung 64: Kalkulatorischer Restwert (nominal)

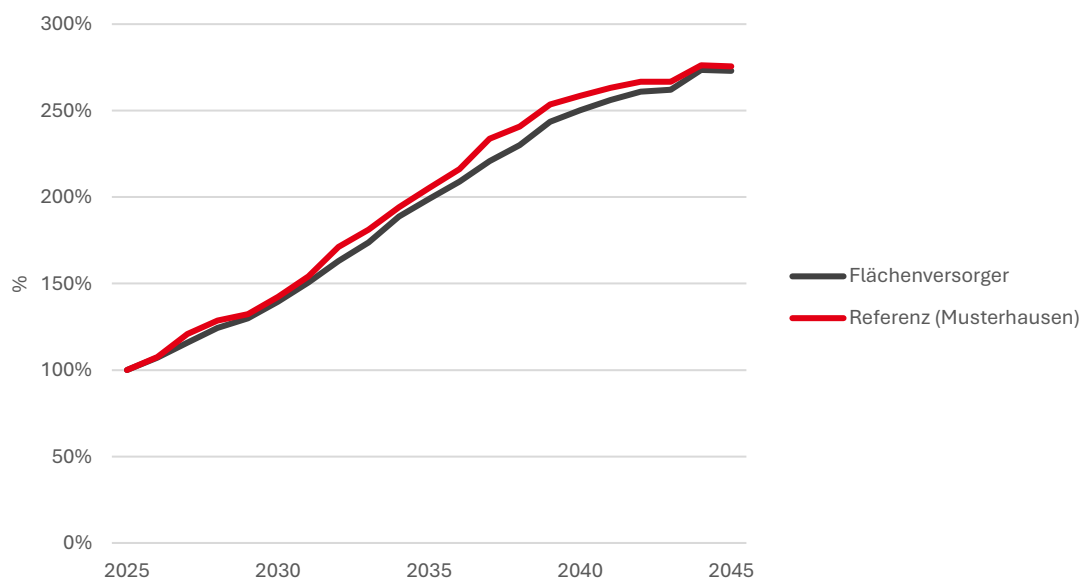


Abbildung 65: Erlösobergrenze (nominal)

Aufgrund des starken Netzausbaus ergeben sich auch für Flächennetzbetreiber sehr hohe Finanzierungsbedarfe, die nicht aus dem operativen Cashflow bedient werden können. Im Vergleich zu Musterhausen stellt sich dieser Liquiditätsstrom geglättet dar, da die hohen Investitionen in Umspannwerke nicht vereinzelt, sondern dauerhaft erfolgen.

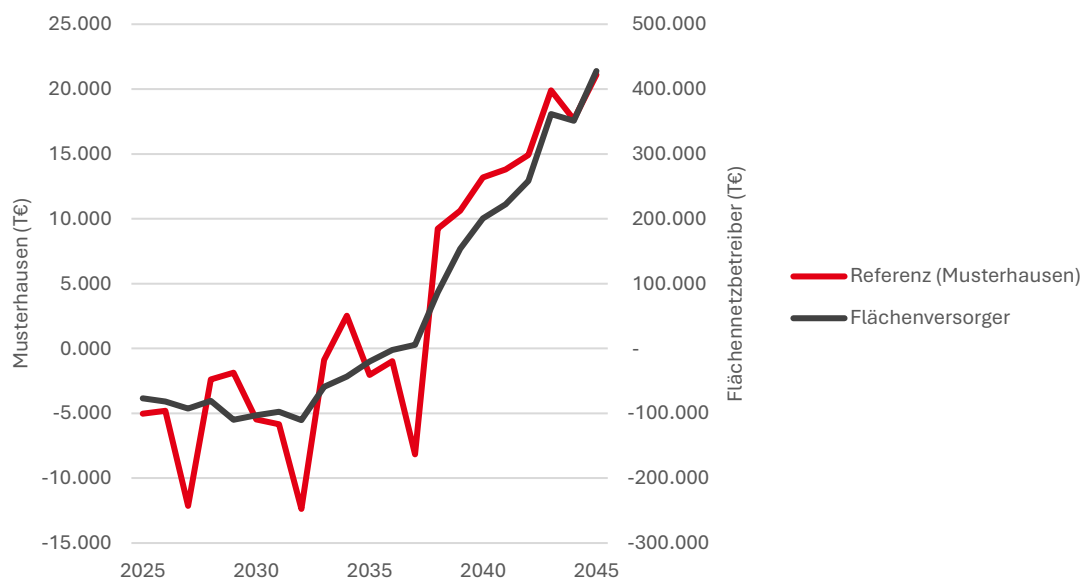


Abbildung 66: Free Cashflow (nominal)

Eine Betrachtung der absoluten Größen zeigt in Abbildung 66 jedoch, dass zwischen Musterhausen (Achsbeschriftung links) und dem Flächennetzbetreiber (Achsbeschriftung rechts) signifikante Unterschiede bestehen: Für den Flächennetzbetreiber ergeben sich bis Mitte der 2030er Jahre durchgängig deutliche negative Free Cashflows, die sich jährlich teils auf dreistellige Millionenbeträge belaufen.¹³

Hinsichtlich der Entwicklung der normierten Netzkosten zeigt Abbildung 67 ebenfalls einen Verlauf, der Musterhausen sehr ähnlich ist. Dies setzt allerdings voraus, dass die zeitlich gleichmäßige Verteilung des Ausbaus der Umspannwerke über die gesamte Zeit bis 2045 möglich ist, ohne dass es zu Netzengpässen kommt. Diese hier getroffene Annahme lässt sich nicht verallgemeinern. Im Gegenteil sind zahlreiche Gründe denkbar, die zu einem verzögerten Netzausbau und damit zu höheren Netzkosten führen können. Darauf wird im folgenden Abschnitt vertieft eingegangen.

¹³ Wie bereits oben beschrieben, berücksichtigen diese Kennziffern noch nicht die Liquiditätsbedarfe für die Bedienung von Zinsen, die Tilgung von Krediten sowie zur Realisierung von Ausschüttungen an die Gesellschafter.

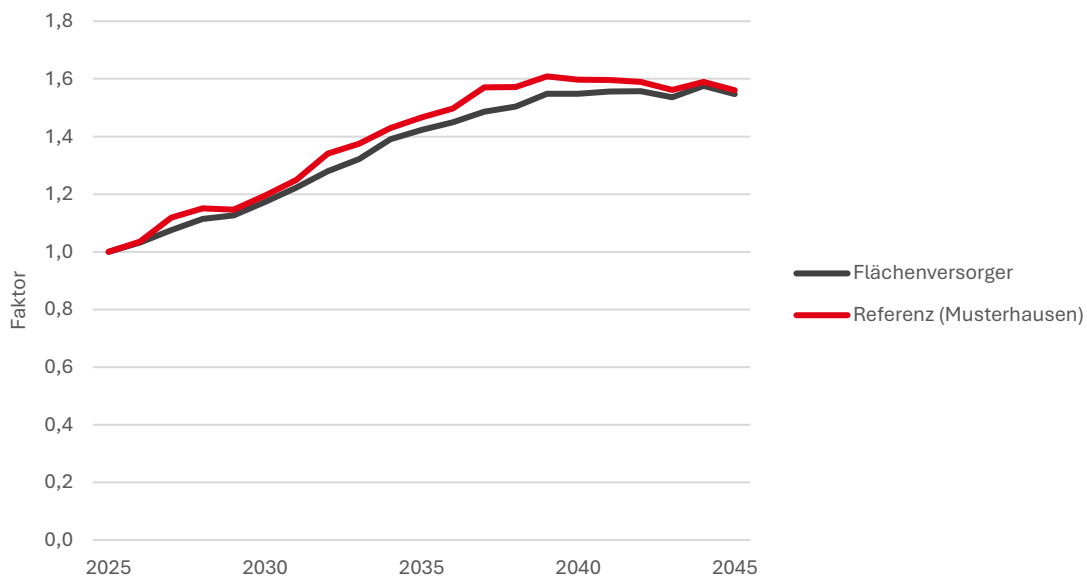


Abbildung 67: Normierte Netzkosten (nominal)

Abschließend festzuhalten für diese Variante ist, dass große Flächennetzbetreiber gleichmäßigere Liquiditätsanforderungen haben. Die absoluten Finanzierungsbedarfe sind jedoch bis Mitte der 2030er Jahre sehr hoch. Diese Finanzierungsbedarfe können nicht aus dem laufenden operativen Cashflow des Netzbetriebs realisiert werden.

Eine zeitlich homogenere Verteilung der Investitionen in Umspannwerke über den gesamten Betrachtungszeitraum führt beim Flächennetzbetreiber zu einem deutlich anderen Investitionsprofil als in Musterhausen. Die relativen Entwicklungen von kalkulatorischem Restwert, Erlösobergrenze und Netzentgelten sind jedoch ähnlich. Die absoluten Finanzierungsbedarfe bis Mitte der 2030er Jahre sind jedoch ebenfalls sehr hoch. Diese Finanzierungsbedarfe können nicht aus den laufenden operativen Cashflows des Netzbetriebs realisiert werden.

6.3.2.3 Variation 3: Zusätzliche Kosten durch Redispatch im Verteilnetz

Der Redispatch-Bedarf im Verteilnetz steigt kontinuierlich, da sich die Struktur der Stromerzeugung und -verteilung grundlegend verändert. Besonders Netzgebiete mit einem starken Ausbau erneuerbarer Energien stehen vor wachsenden Herausforderungen, da die dezentrale Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen zunehmend zu Netzengpässen führt. Diese Anlagen speisen Strom oft nicht dort ein, wo der Verbrauch stattfindet, sondern in Regionen mit hoher Erzeugungsleistung aber vergleichsweise geringer Last.

Zudem übersteigt die installierte Leistung erneuerbarer Energien in vielen Netzgebieten die lokale Jahreshöchstlast um ein Vielfaches. Dadurch kommt es regelmäßig zu Situationen, in denen mehr Strom eingespeist wird, als das Netz transportieren kann. Da der konventionelle Netzausbau nicht in gleichem Tempo mit der Einspeiseentwicklung Schritt hält, müssen Netzbetreiber verstärkt Redispatch-Maßnahmen ergreifen, um Netzüberlastungen zu vermeiden.

Besonders relevant wird dies in Netzen, die an der Schnittstelle zwischen Verteil- und Übertragungsnetz stehen. In diesen Regionen kommt es zunehmend zu Rückspeisungen in das übergeordnete Netz, was dort zusätzliche Engpässe verursachen kann. Gleichzeitig steigt die Zahl der Anlagen, die an das Verteilnetz angeschlossen werden möchten, rapide. Die wachsende Zahl an Anschlussanfragen – insbesondere für Photovoltaik und Batteriespeicher – erhöht den Druck auf Netzbetreiber, kurzfristige Lösungen für einen sicheren Netzbetrieb zu finden.

Redispatch im Verteilnetz ist daher nicht mehr nur eine punktuelle Maßnahme, sondern entwickelt sich zu einem zentralen Instrument für das Engpassmanagement. Während der Bedarf bislang eher moderat war, steigen die erforderlichen Eingriffe mittlerweile deutlich an – mit jährlichen Zuwachsraten von bis zu 40 %. Dies verdeutlicht, dass die Integration erneuerbarer Energien in die Netzinfrastuktur nicht nur eine Frage des Ausbaus, sondern auch der intelligenten Steuerung von Einspeisung und Verbrauch ist.

Aufgrund der steigenden Relevanz von Redispatch im Verteilnetz wurden die Auswirkungen einer solchen Variante für Unternehmen und Netzkunden am Beispiel des Flächennetzbetreibers analysiert. Dazu wurde angenommen, dass sich der Netzausbau gegenüber dem Ausbau der Erneuerbaren Energien im Netzgebiet nacheilt. Die technische Modellierung und das Mengengerüst sind in Kapitel O erläutert.

Die Analyse geht davon aus, dass das Netz die EE-Einspeisung im Startpunkt noch vollständig aufnehmen kann. Daher beginnen die Redispatch-Kosten bei 0 und steigen auf bis zu knapp unter 160 Mio. Euro im Jahr 2040 und sinken dann auf rund 80 Mio. Euro im Jahr 2045 (vgl. Abbildung 45). Insgesamt fallen im Betrachtungszeitraum bis 2045 für das Beispielnetz 1,78 Mrd. Euro Redispatch-Kosten an. Auch in den Folgejahren nach 2045 wird weiter Redispatch anfallen, bis der nacheilende Netzausbau aufgeholt wurde.

Der nacheilende Netzausbau führt allerdings auch zu einer Verminderung der Investitionskosten in den Jahren bis 2040. Abbildung 68 zeigt, dass diese beiden Größen miteinander verrechnet werden. Es wird deutlich, dass im betrachteten Netz in den Jahren bis 2033 durch nacheilenden Netzausbau zwar mehr Ausbaukosten vermieden werden als Redispatchkosten anfallen, sich dieses Verhältnis in den Folgejahren jedoch deutlich umkehrt, sodass in der Summe die Asynchronität zwischen Netzausbau und EE-Ausbau zu deutlichen Mehrkosten führt.

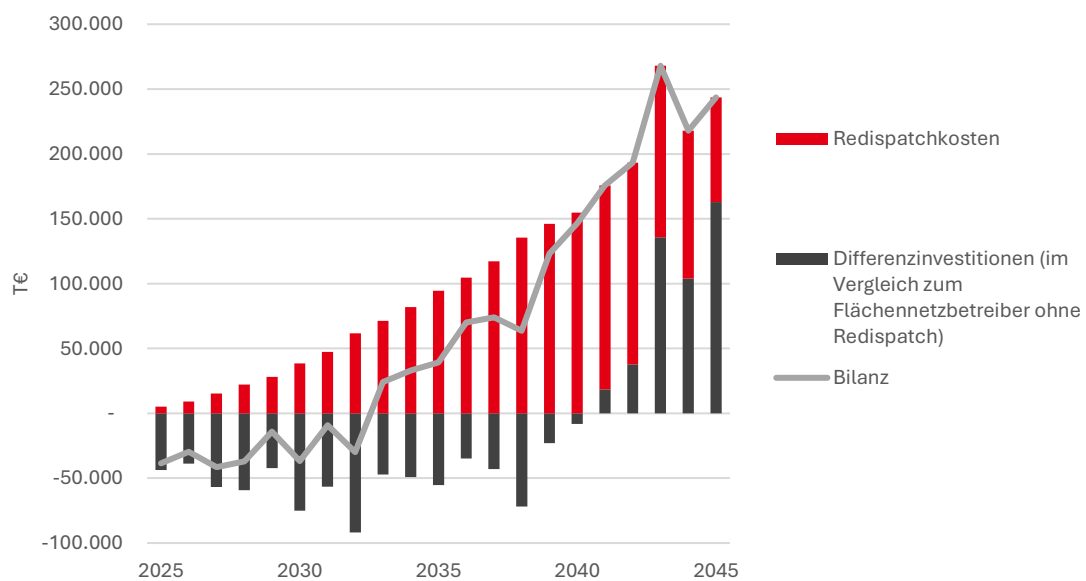


Abbildung 68: Redispatchkosten und Differenzinvestitionen (nominal)

Der nacheilende Netzausbau führt zunächst zu geringeren Investitionen, verursacht jedoch langfristig hohe Redispatchkosten. Ab 2033 übersteigen die Redispatchkosten die eingesparten Investitionen signifikant, was die wirtschaftlichen Nachteile eines Netzausbaus, der nicht mit der Ausbaumenge EE synchronisiert ist, verdeutlicht.

Der gesamte Investitionsbedarf bis zum Jahr 2045 ist für beide Fälle in Abbildung 69 abgebildet und liegt für den Flächennetzbetreiber ohne Redispatch bei 8,0 Mio. Euro, im Fall mit Redispatch bei 7,8 Mio. Euro. Allerdings hat das Netz in der Variante mit Redispatch, wie im technischen Teil dargestellt, 2045 nicht die Zielgröße erreicht, sondern lediglich 90 % der anvisierten Ausbaumenge. Aufgrund des nacheilenden Netzausbaus steigt der kalkulatorische Restwert (Abbildung 70) langsamer an und hat den Zielwert 2045 noch nicht erreicht. Die Erlösobergrenze (Abbildung 71) hingegen liegt über dem Vergleichsfall ohne Redispatch, weil hier die Redispatch-Kosten ebenfalls ins Gewicht fallen.

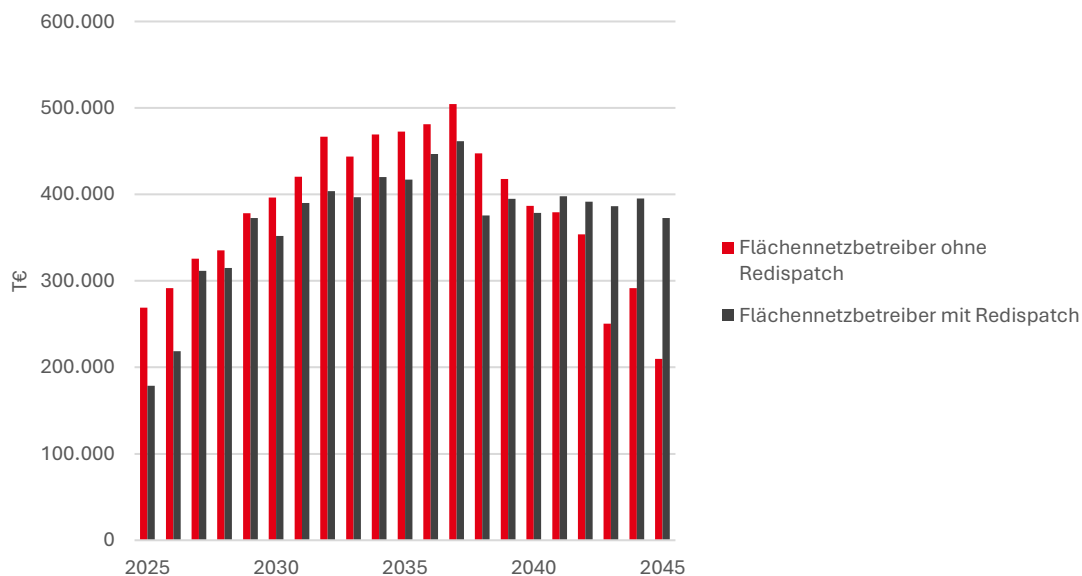


Abbildung 69: Investitionsbedarf (nominal)

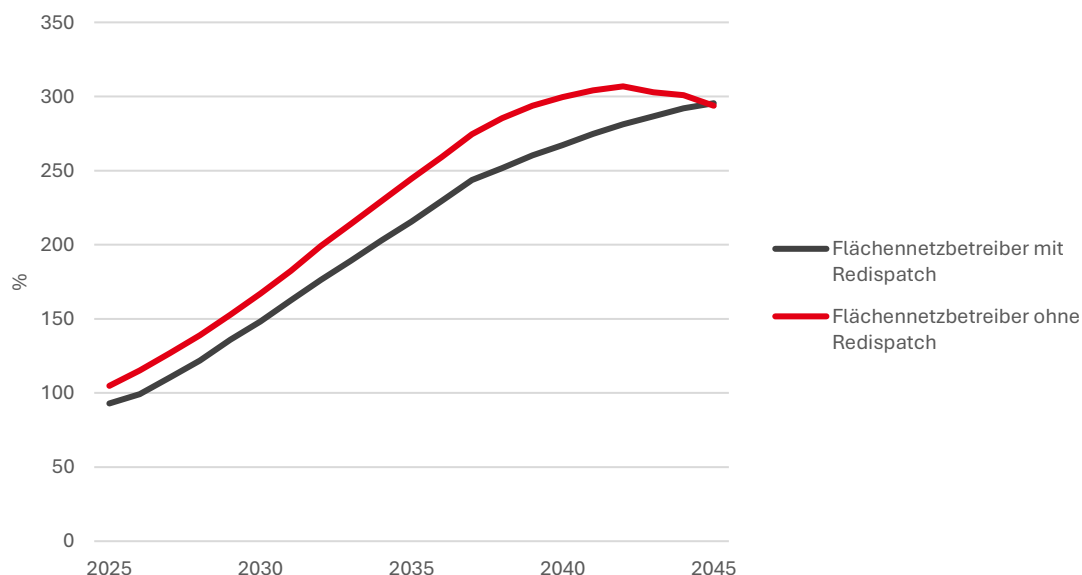


Abbildung 70: Kalkulatorischer Restwert (nominal)

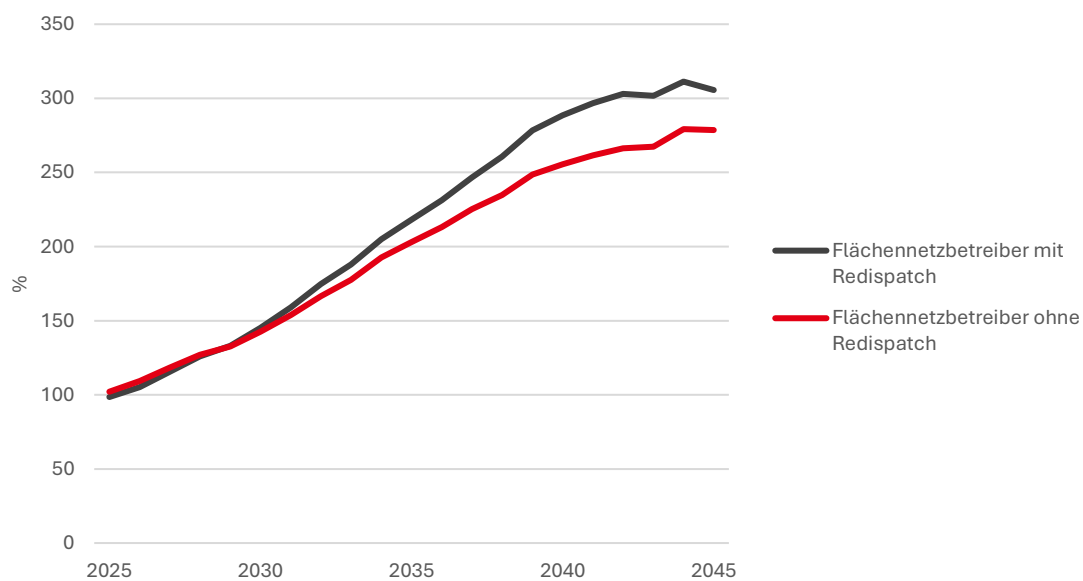


Abbildung 71: Erlösbergrenze (nominal)

Ein deutlicher Unterschied ist bei den Netzkosten im Verteilnetz erkennbar (vgl. Abbildung 72). In der Variante mit Redispatch kommt es zu einem deutlich stärkeren Anstieg, weil die zusätzlichen Kosten auf die Netznutzer umgelegt werden müssen. Der Faktor liegt bei 1,8 mit Redispatch statt 1,6 ohne Redispatch und nacheilenden Netzausbau.

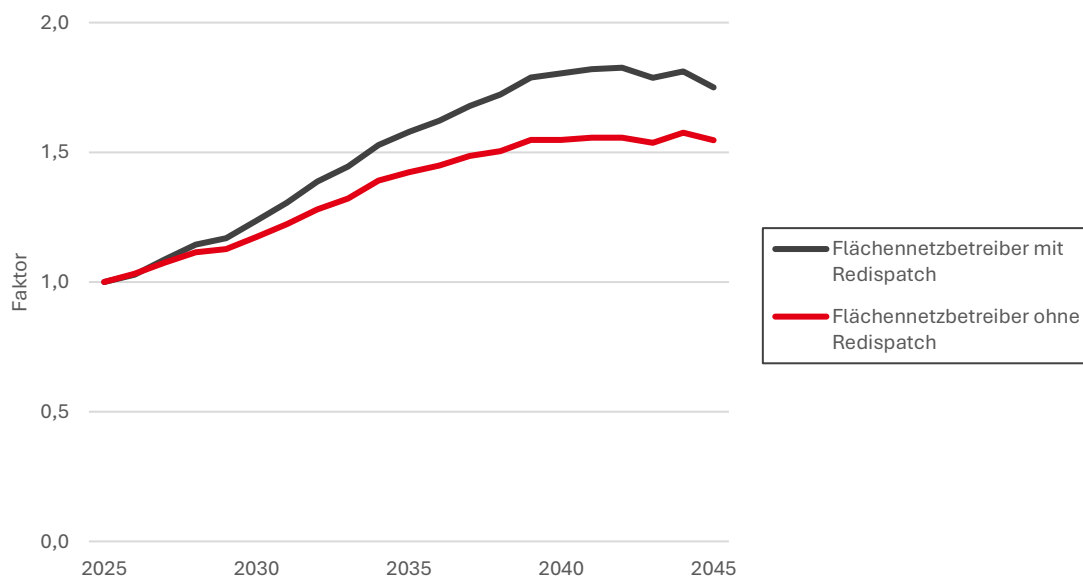


Abbildung 72: Netzkosten (nominal)



Ein nacheilender Netzausbau führt zu höheren Redispatchkosten und damit zu spürbar höheren Belastungen für die Netznutzer. Das Verteilnetz-Entgelt liegt im Zieljahr 2045 um 13 % höher als im Fall ohne Redispatch. Hinzu können zusätzliche Kosten und damit noch höhere Entgelte für Redispatch im Übertragungsnetz kommen.

Die Analyse hat gezeigt, dass Redispatch im Verteilnetz aufgrund eines nicht synchronisierten Ausbaus von Stromnetz und EE-Anlagen erhebliche Zusatzkosten verursachen kann, die letztlich von den Netznutzern getragen werden. Angesichts der ohnehin hohen Investitionen in den Netzausbau sollte alles darangesetzt werden, diese Kosten zu minimieren. Ein zentraler Hebel ist die Reduzierung der Engpässe im Netz, sodass Redispatch-Maßnahmen seltener notwendig sind. Hierfür müssen sowohl der Netzausbau beschleunigt als auch die Einspeisung erneuerbarer Energien besser gesteuert werden.

Ein zentrales Anliegen ist es, den Zubau erneuerbarer Energien und den Netzausbau zeitlich und regional zu synchronisieren. Ordnungspolitisch wird hierzu der Netzausbau beschleunigt und geplant: Über den Netzentwicklungsplan Strom und den Bundesbedarfsplan werden auf Übertragungsnetzebene notwendige Ausbauprojekte identifiziert und per Gesetz als vordringlich festgelegt. Gesetze wie das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) straffen Planungs- und Genehmigungsverfahren, damit neue Leitungen schneller fertiggestellt werden.

Ähnliche Anforderungen treffen auch auf die Verteilnetzbetreiber zu: Da der Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien zu einem großen Teil im Verteilnetz stattfindet, sind sie gefordert, ihr Netz rechtzeitig zu verstärken, um den Anschluss vieler neuer Anlagen zu ermöglichen. Insgesamt soll die Infrastruktur mit dem EE-Ausbau Schritt halten, um dauerhafte Engpässe – und damit Redispatchkosten – zu vermeiden.

Um Überlastungen in besonders betroffenen Regionen vorzubeugen, hat der Gesetzgeber regionale Zubaugrenzen eingeführt. So definiert § 36c EEG ein Netzausbauggebiet [66]– Regionen mit bereits überlastetem Netz –, in dem der weitere Ausbau von Windenergie an Land kontingentiert bzw. gedrosselt wird. Konkret wurde ab 2017 für nördliche Bundesländer mit vielen Eingriffen eine Begrenzung neuer Windkraftanlagen festgelegt. Diese Maßnahme soll den Zubau in ohnehin überlasteten Netzregionen verlangsamen, bis Verstärkungen erfolgt sind, und so ex ante Engpässe begrenzen.

Angesichts einer Flut von Netzanschlussanfragen für neue Erzeugungsanlagen werden Verfahren zur Kapazitätssteuerung geprüft. Netzbetreiber waren bisher verpflichtet, jede Anschlussanfrage einzeln nach Eingang zu bearbeiten – was bei tausenden Anfragen zu Überlastung führt. Nun soll ein standardisierter Kapazitätsreservierungsmechanismus (§ 8a EEG, in Vorbereitung) Abhilfe schaffen. Dieses neue Verfahren sieht vor, dass verfügbare Netzanschlusskapazitäten transparent veröffentlicht werden und Projektierer Kapazitäten reservieren können. Damit wird der Prozess fairer und planbarer: Netzbetreiber können gebündelt planen, anstatt “first come, first serve” jedes Einzelprojekt isoliert zu betrachten. Unverbindliche Voranfragen (Netzauskunft) geben Investoren früh eine Orientierung, wo noch Netzkapazität frei ist, ohne direkt Kapazität zu blockieren. Verbindliche Fristen im Anschlussprozess sorgen dafür, dass zugesagte Projekte auch zügig realisiert oder die reservierte Kapazität wieder freigegeben wird. Insgesamt erhöhen diese Maßnahmen die Planungs- und Investitionssicherheit und verhindern eine Überlastung der Verwaltungsprozesse bei den Netzbetreibern.

Die bisherigen Maßnahmen zeigen bereits eine klare Richtung zur besseren Synchronisation von Netzausbau und erneuerbarer Energieerzeugung. Dennoch sind weitere Anpassungen notwendig, um bestehende Herausforderungen effektiver zu bewältigen. Dort, wo aktuelle Regelungen primär für Übertragungsnetzbetreiber gelten, sollte geprüft werden, inwiefern sie auf Verteilnetzbetreiber

ausgeweitet werden können. Zudem bedarf es neuer Instrumente, um Netzkapazitäten und Erzeugung gezielter zu koordinieren.



Im Sinne der Bezahlbarkeit der Transformation für die Netznutzer ist es wichtig, nicht nur Hürden für den Netzausbau zu senken, sondern auch auf eine bessere Synchronisation von Netzausbau und Ausbau der EE-Erzeugungskapazitäten hinzuwirken.

6.3.3 Erhöhte und reduzierte Investitionsintensität (High und Low CAPEX)

Erhöhter Investitionsumfang (High CAPEX-Variante)

Im Referenzfall wird von der Annahme ausgegangen, dass das Netz aufgrund vollständiger Informationen optimal ausgebaut wird. Diese Annahme ist jedoch in der Praxis häufig nicht zutreffend, da Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit getroffen werden und im Ergebnis ein erhöhter Betriebsmittelumfang resultiert als unter „perfekter Voraussicht“.

Die Sensitivität einer erhöhten Investitionsintensität (High CAPEX-Variante) beruht daher auf der Annahme, dass es Unsicherheiten in der Planung gibt, welche zu unnötigen Redundanzen und einer entsprechenden Überdimensionierung des Netzes führen. Auf die angenommene Energiemenge hat die Variante keinen Einfluss.

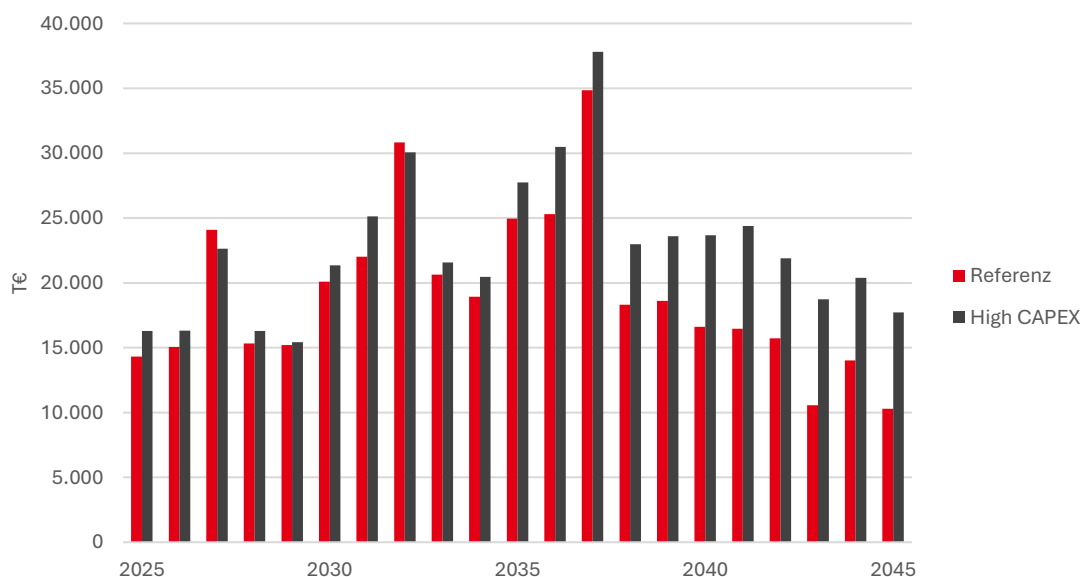


Abbildung 73: Investitionsbedarf (nominal)

Im Referenzfall wird davon ausgegangen, dass der Netzbetreiber hinsichtlich des Ausbaubedarfs keine Unsicherheiten hat. Diese Annahme ist allerdings idealtypisch und damit nicht realistisch. Die High CAPEX-Variante bildet ab, dass der Netzbetreiber das Netz aus Vorsicht (Robustheit) um 20 % überdimensioniert und die Gesamtinvestitionssumme um ebenfalls 20 % steigt.

In der Folge erhöhen sich auch die Netzkosten und erreichen den Faktor 1,8 (statt 1,6 bei Referenz). Dies entspricht einer Erhöhung um 15 %.¹⁴

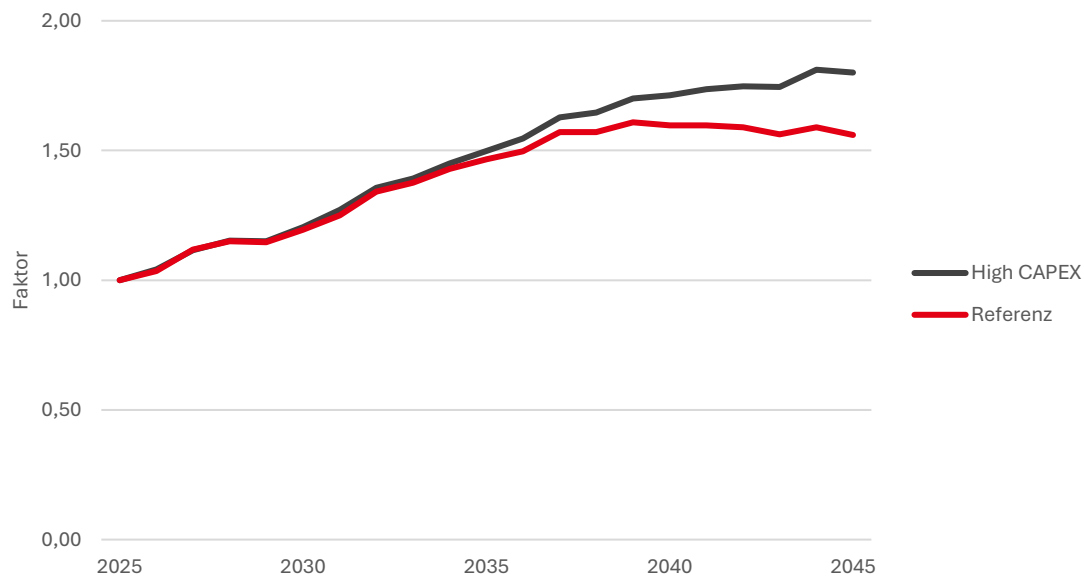


Abbildung 74: Netzkosten (nominal)

Die höheren Investitionen aufgrund von Planungsunsicherheiten in der High CAPEX-Variante führen somit zu einer höheren Belastung für die Netzkunden. Entscheidend für den Ordnungsrahmen ist allerdings der Umkehrschluss: Je konkreter die Leitplanken für die Planung feststehen, desto zielgenauer kann die Investitionsplanung erfolgen und desto geringer sind die Auswirkungen auf die Verbraucher.



Entscheidend für den Ordnungsrahmen ist der Umkehrschluss: Je konkreter die Leitplanken für die Planung feststehen, desto zielgenauer kann die Investitionsplanung erfolgen und desto geringer sind die Auswirkungen auf die Verbraucher.

Reduzierte Investitionsintensität durch konsequente Umsetzung der Digitalisierung (Low CAPEX-Variante)

In Kapitel 4 wurde aufgezeigt, dass Digitalisierung Netzausbau nicht vermeiden kann, wohl aber einen Einfluss auf die Höhe der Aufwendungen für Netzbetrieb und Investitionen in Netzausbau entfalten kann. Die Optimierungsmöglichkeiten bestehen beispielsweise durch die system- und netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten oder weiterentwickelte Planungsgrundsätze, die Gleichzeitigkeit der Netznutzer anders bewerten.

Gemeinsam haben diese Ansätze, dass sie von einer höheren Mess- und Steuerbarkeit der Stromnetze profitieren bzw. diese voraussetzen. Dies wird durch die fortschreitende Digitalisierung im Stromnetz befördert. In diesem Abschnitt wird aufgezeigt, welchen Einfluss die Umsetzung dieser

¹⁴ Die Zunahme der Netzentgelte ist nicht proportional zur Zunahme der Investitionen, da weitere Faktoren wie z.B. Betriebskosten und Ersatzinvestitionen auf die Berechnung der Netzentgelte wirken

Maßnahmen auf die betriebswirtschaftlichen Kennzahlen im Unternehmen sowie auf die Netzkosten hat.

Es wurde wie oben beschrieben als Annahme für die Modellierungsrechnungen unterstellt, dass durch diese Ansätze insgesamt eine deutliche Reduktion der Investitionskosten gegenüber der Referenz von bis zu 30 % erreicht werden kann (vgl. Abschnitt O). Bei der Setzung von 30 % handelt es sich um einen aus der Literatur abgeleiteten Wert innerhalb der Bandbreite der in der Literatur angeführten Annahmen, der die Wirkungsweise solcher Optimierungen verdeutlichen soll. Es kann daraus aber nicht geschlossen werden, dass in jedem Verteilnetz eine entsprechende Optimierung der Investitionsbedarfe möglich wäre. Dies hängt von vielen Faktoren ab und muss im Einzelfall analysiert werden.

Auf Basis dieser Annahmen wurde betrachtet, wie sich dies auf kalkulatorischen Restwert, Erlösobergrenze und Netzentgelte im Vergleich zur Referenz auswirkt. Auch hier wurde die Nachfragemenge konstant gehalten.

Entsprechend der in Abschnitt O zitierten Analysen wurde angenommen, dass der Netzausbau in Summe über alle betrachteten Spannungsebenen um 30 % gegenüber der Referenz-Variante reduziert werden kann. Das bedeutet, dass hier im Mittelwert pro Jahr 2,7 % weniger Netzausbau realisiert wird. Die Annahmen zu Last- und Absatzentwicklung sowie Einspeiseverhalten bleiben hierbei unverändert. Durch bessere Mess- und Steuerbarkeit werden die im Vergleich zur Referenz geringeren Kapazitäten besser genutzt.

Dies zeigt das große Potenzial, das in der Digitalisierung der Verteilnetze liegt, da gleichzeitig nur vergleichsweise geringe zusätzliche Kosten für Sensorik und Aktorik entstehen, um die notwendige Mess- und Steuerbarkeit der Netze sicherzustellen.

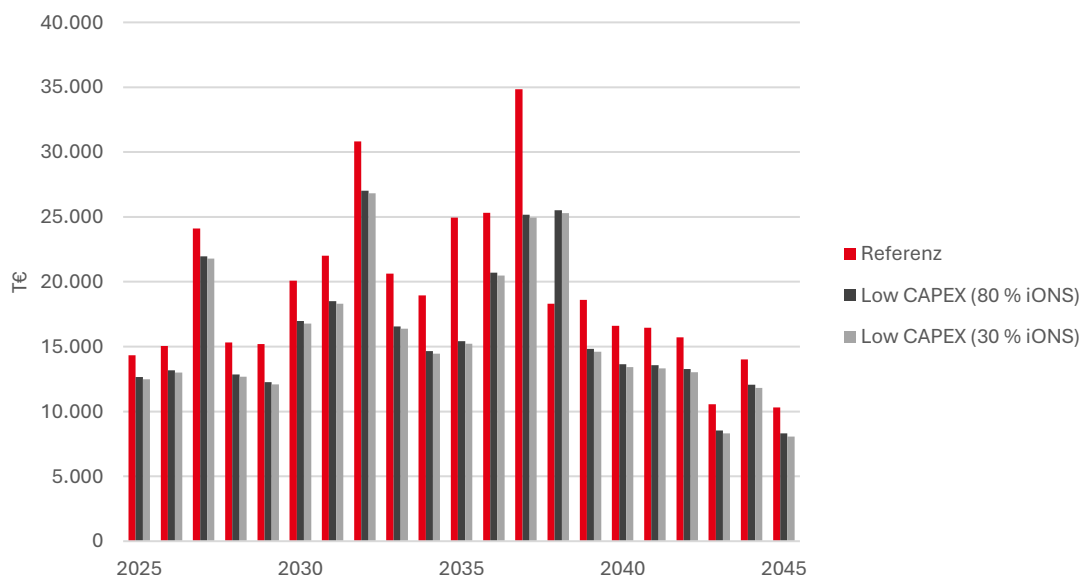


Abbildung 75: Investitionsbedarf (nominal)

Der kumulierte Investitionsbedarf bis 2045 ist in der Low CAPEX-Variante erheblich geringer als im Referenzfall. Dennoch führt die Reduktion im Mengengerüst um rund 30 % nur zu einer Minderung

der Investitionskosten in Höhe von 16 %. Dies ist damit zu begründen, dass Ersatzinvestitionen auf den Bestand in beiden Fällen in gleicher Höhe fällig werden, und dass in den konkret berechneten Varianten große Investitionen wie Umspannwerke trotzdem in gleicher Menge getätigt werden mussten. Entsprechend der niedrigeren Investitionen liegen auch kalkulatorischer Restwert und Erlösobergrenze in der Low CAPEX-Variante unter der Referenz.

Die unterschiedlichen Durchdringungsraten zeigen sich in nur geringfügig unterschiedlichen Zusatzkosten für intelligente Ortsnetzstationen (iONS): In der Sensitivität mit 30 % iONS erhöhen sich die Investitionskosten des Netzbetreibers um weniger als 1 %, in der Sensitivität mit 80 % sind es knapp 2 %. Die Kurvenverläufe bei kalkulatorischem Restwert und Erlösobergrenze sind fast identisch, weswegen sie hier nicht dargestellt werden. Angesichts der insgesamt hohen Investitionskosten fallen die Unterschiede zwischen der 30- und der 80-%-Sensitivität nicht ins Gewicht. Ein hoher Durchdringungsgrad mit Messtechnik ist also anzustreben, da die Mehrkosten im Vergleich zum Gesamtvolumen marginal sind.

Insgesamt überwiegt der Nutzen einer besseren Mess- und Steuerbarkeit der Verteilnetze durch niedrigere Investitionsbedarfe die Mehrkosten daher deutlich. Hürden für das Ausrollen der notwendigen Mess- und Steuertechnik liegen nicht in den Investitionssummen, können aber in Bezug auf Ressourcen auftreten, da dies eine ausreichende Verfügbarkeit von Geräten und Fachpersonal voraussetzt.

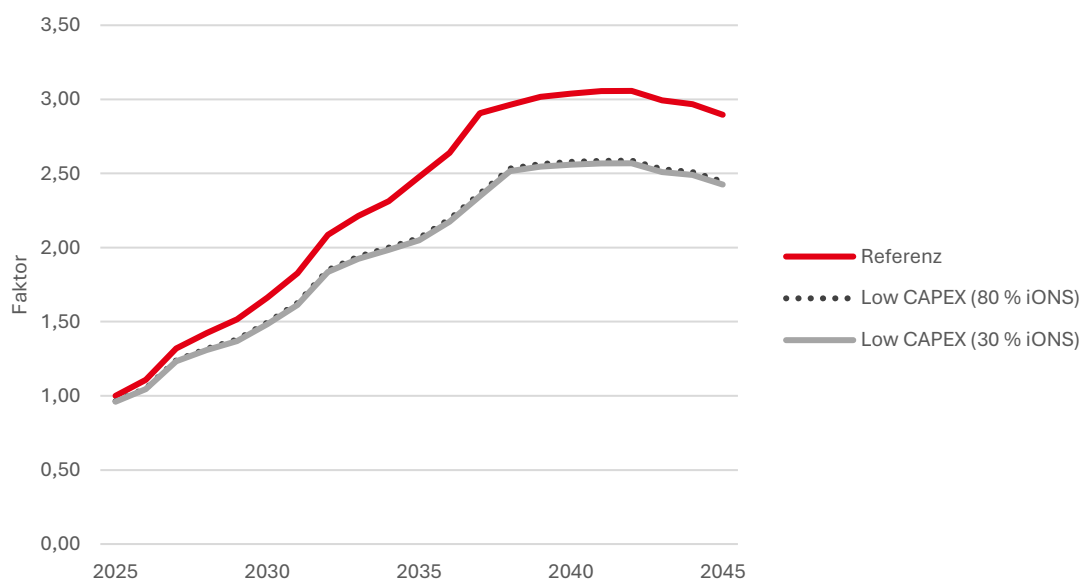


Abbildung 76: Netzkosten (nominal)

Auf eine Diskussion der Auswirkung auf die Netzkosten bei 30-prozentiger Durchdringung wird hier aufgrund der vorherigen Aussagen verzichtet. Stattdessen wurde geprüft, welche Auswirkungen eine zusätzliche regulatorische Anerkennung hätte. Auch hierbei ist das Ergebnis aber marginal und die Reduktion beträgt 12 % statt 11 % gegenüber dem Referenzfall.

Generell ist an den Netzkosten der positive Effekt der Digitalisierung ablesbar: Der Anstieg wird durch bessere Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten und vorhandener Kapazitäten im Netz von Faktor 1,6 (Referenz) auf 1,4 (Low CAPEX-Variante) reduziert.

Die Low CAPEX-Variante zeigt, dass eine verstärkte Digitalisierung unter den getroffenen Annahmen das erforderliche Mengengerüst erheblich reduzieren und Investitionsbedarfe und Netzentgelte senken kann. Investitionen in Sensorik und Aktorik für eine verbesserte Mess- und Steuerbarkeit der Netze führen zu zusätzlichen Kosten, die jedoch durch geringere Investitionsbedarfe mehr als ausgeglichen werden. Ein hoher Durchdringungsgrad mit Messtechnik stellt aus Finanzierungssicht keine Hürde dar, da die Mehrkosten im Verhältnis zum Gesamtvolumen marginal sind. Die regulatorische Anerkennung digitalisierungsbedingter Investitionen setzt gezielte Anreize, hat aber nur minimale Auswirkungen auf die Bezahlbarkeit für Netznutzer.



Die gezielte Digitalisierung der Prozesse und Strukturen in den Verteilnetzen wirkt sich auf notwendige Investitionen und damit auf die Höhe der Netzentgelte aus. Zwar hat ein hoher Durchdringungsgrad mit Messtechnik für sich genommen nur begrenzte Auswirkungen auf den Investitionsbedarf, doch die gezielte Digitalisierung der Netzprozesse und -strukturen ermöglicht eine effizientere Nutzung bestehender Infrastruktur und eine verbesserte Netzbewirtschaftung. In der Folge ergibt sich trotz weiterhin notwendiger, kostenintensiver Infrastrukturmaßnahmen eine spürbare Entlastung der Netznutzer. Unter der Maßgabe eines erweiterten Ordnungsrahmens lassen sich zudem die Netzausbaubedarfe optimieren. Zwar sinken die Gesamtinvestitionen nur um rund 16 %, da bestimmte physische Ausbaumaßnahmen weiterhin in vollem Umfang erforderlich bleiben, doch die durch den reduzierten Ausbaubedarf – insbesondere bei Trafostationen, Leitungen und weiteren Netzelementen – eingesparten Aufwendungen tragen wesentlich zur Effizienzsteigerung bei.

6.3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die betriebswirtschaftliche Analyse der Sparte Strom macht deutlich, vor welchen Herausforderungen das Energiesystem steht: Um das Klimaziel 2045 zu erreichen, muss das Netz auf die geänderten Anforderungen durch die Energiewende ausgerichtet werden. Die entsprechenden Ausbaubedarfe in den nächsten 20 Jahren übersteigen die historischen Investitionen erheblich. Mehrere Möglichkeiten zur Optimierung der Investitionsbedarfe wurden aufgezeigt: Offensichtlich sind die Effizienzsteigerungen und Kosteneinsparungen, die sich durch koordinierte Planungsmethoden sowie eine verstärkte Digitalisierung ergeben. Die notwendigen Investitionen in Sensorik und Aktorik für eine verbesserte Mess- und Steuerbarkeit der Netze führen zu zusätzlichen Kosten, die jedoch durch geringere Investitionsbedarfe mehr als ausgeglichen werden. Je konkreter die regulatorischen Leitplanken und je besser die dem Netzausbau zugrundeliegenden Lastentwicklungen einschätzbar sind, desto zielgenauer kann investiert werden. Durch die Weiterentwicklung der Möglichkeiten zur Steuerung von Netzen lassen sich Netzausbaukosten reduzieren. Hiervon profitieren auch Betreiber und Verbraucher.

Die Umsetzung des Ausbaus muss auf Betreiberseite stattfinden. Zentrale Herausforderungen für Netzbetreiber sind die hohen Investitionsanforderungen und sogenannte Sprunginvestitionen, wie anhand des Baus von Umspannwerken illustriert wurde. Kalkulatorische Restwerte und Erlösobergrenzen steigen durch diese Investitionen stark an. Anhand mehrerer Varianten wurde aufgezeigt, wie bestimmte Entwicklungen den Netzbetreiber in seinen Möglichkeiten beeinflussen. Ziel ist es, den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Netzausbau besser aufeinander abzustimmen. Dabei sollen auch regionale Unterschiede zwischen Stromerzeugung und -verbrauch berücksichtigt werden. So kann das Netz optimal auf Angebot und Nachfrage ausgelegt werden,

Überdimensionierungen werden vermieden und der Einsatz von Redispatch-Maßnahmen ist in der Regel nicht mehr notwendig. Weitere Einsparungen sind durch horizontal und vertikal koordinierte Planung sowie eine möglichst tiefe Digitalisierung der Assets möglich.

Doch auch unter diesen positiven Einflussfaktoren wurde durch die Cashflow-Berechnungen deutlich, dass erheblicher Kapital- und Liquiditätsbedarf entsteht, der nicht aus einer Innenfinanzierung gedeckt werden kann. Dies macht eine externe Kapitalzufuhr notwendig. Die Bereitstellung von ausreichendem Kapital (sowohl Eigen- als auch Fremdkapital) setzt eine hinreichende Attraktivität dieses Geschäftsfelds aus Kapitalgebersicht voraus. Die Verfügbarkeit wird somit im Wesentlichen durch die regulatorischen Eigenkapitalzinssätze beeinflusst. Sind diese zu niedrig, besteht die Gefahr einer unzureichenden Kapitalbereitstellung und somit ein Ausbleiben der entsprechenden Investitionen.

Ein maßgeblicher Teil der zu leitenden Investitionen muss aufgrund der Netzentgelte durch den Kunden beziehungsweise im Fall staatlicher Förderprogramme durch den Steuerzahler getragen werden. Die Verbraucherseite ist daher wichtiger Bestandteil der Analyse in den verschiedenen Varianten und Sensitivitäten.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich bei Beibehaltung der aktuellen Systematik die Netzentgelte bis 2045 in etwa verdoppeln können. Sollte sich im Zeitablauf herausstellen, dass die Annahmen zu Last- und Absatzentwicklung nicht eintreten, führt dies zu einem zusätzlichen Anstieg der spezifischen Belastung für Verbraucher, da dann die Kosten auf eine geringere Bezugsbasis umgelegt werden müssen. Die Verbraucher können die umgelegten Kosten nur marginal und indirekt beeinflussen, etwa durch netzdienliches Verhalten und die Elektrifizierung des eigenen Konsums.

Viel entscheidender für die tatsächliche Entwicklung sind daher rechtliche Rahmenbedingungen und Entscheidungen der Betreiberseite sowie die Bereitschaft, aufgezeigte Optimierungsmaßnahmen konsequent zu verfolgen bzw. umzusetzen.

Die methodischen Annahmen dieses Kapitels erweisen sich als robust. Das Referenzmodell Musterhausen wurde in verschiedenen Varianten abgewandelt, in denen die Netzlänge geändert (städtisches/ländliches Netz), das Gesamtnetz skaliert (Flächennetzbetreiber) oder eine durch Redispatch verlangsamte bzw. eine bewusst beschleunigte Transformation angenommen wurde. Mit der Variation der Investitionsintensität wurden die Thesen zur Steigerung der Planungsqualität und -genauigkeit sowie die Auswirkungen durch konsequente Digitalisierung untersucht. Alle Variationen und sich anschließende Auswirkungen haben die zentralen Aussagen hierbei bestätigt.

6.4 Handlungsempfehlungen

Die erarbeiteten Ergebnisse machen deutlich, dass die anstehenden Herausforderungen unter den gegebenen Rahmenbedingungen kaum bewältigt werden können. Die Investitionsbedarfe sind so groß, dass die Netzbetreiber eine Finanzierung auf Grundlage der aktuellen Möglichkeiten nicht sicherstellen können. Auch auf den Schutz der Verbraucher muss in diesem Prozess Rücksicht genommen werden. Aus diesem Grund lassen sich folgende Handlungsempfehlungen an die Netzbetreiber sowie an den Ordnungsrahmen ableiten:

Stromnetze sollten in koordinierten Verfahren geplant werden. Durch die Vermeidung von Doppelungen und unnötigen Redundanzen können Ineffizienzen vermieden werden. Koordinierte Planung bietet den notwendigen Mehrwert in der Abstimmung der Infrastrukturen aufeinander bei geringerer Komplexität als bei einer integrierten Planung. Der Umgang mit Unsicherheit ist eine zentrale Herausforderung in der Planung. Eine Auslegung der Planung auf robuste Entscheidungen ist daher wichtig. Um die Investitionsbedarfe für Infrastrukturen optimal zu dimensionieren, müssen außerdem im Zuge der Planung nicht nur horizontale (spartenübergreifende) sondern auch vertikale Abhängigkeiten berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 3).

Durch digitale Messtechnik und verbesserte Steuerbarkeit kann das Mengengerüst im Netz zeitlich verzögert werden. Diese zeitliche Verzögerung übersetzt sich aber nicht direkt in eine Reduktion des Netzausbaus oder eine Kostenreduktion in gleicher Größenordnung, da größere Investitionen wie z. B. Umspannwerke in gleichem Ausmaß notwendig bleiben können. Außerdem sind zusätzliche Investitionen in Sensorik und Aktorik erforderlich. Diese können, wenn sinnvoll eingesetzt, durch geringere Netzausbaukosten ausgeglichen werden. Die Anerkennung digitalisierungsbedingter Investitionen durch die Regulierung könnte sinnvolle Anreize setzen, ohne die Netznutzer übermäßig zu belasten. Für eine bessere Synchronisation zwischen Erneuerbaren und Netzausbau sprechen gleich mehrere Gründe: Durch eine Reduktion des Redispatch steigt der Stromertrag von Erneuerbaren-Anlagen, was die Kosten für Netzbetreiber und Verbraucher senkt. Entscheidend ist es, Hürden für den Netzausbau abzubauen, um die angestrebte Synchronisation zu ermöglichen.

Im internationalen Vergleich sehen die Eigenkapitalzinsen zu geringe Renditen für Investoren im Netzbereich vor. Eine Anhebung der Eigenkapitalzinsen auf das internationale Niveau durch die BNetzA sollte angestrebt werden, um den Rendite-Erwartungen von Geldgebern gerecht zu werden, die sonst bevorzugt im Ausland investieren. Die Verzinsung sollte so ausgestaltet werden, dass die Investitionen aus Kapitalmarktsicht ermöglicht werden.

Kapitel 7

Transformation im Gasnetz

7 Transformation im Gasnetz (Methan & Wasserstoff)

7.1 Herausforderungen

Die technischen Treiber und Herausforderungen im Gasverteilnetz sind eng mit wachsenden Anforderungen an Nachhaltigkeit und Dekarbonisierung verbunden und spiegeln die komplexe Dynamik wider, in der sich die Betreiber von Gasverteilnetzen befinden. Im Folgenden werden, die im Rahmen dieser Studie identifizierten Treiber und Herausforderungen für die Sparte Gas aufgezeigt:

Potenziell sinkende Nachfrage durch Sanierung und Technologiewechsel

Die prognostizierten Energieeffizienzmaßnahmen, zunehmende Elektrifizierung des Wärmemarkts (z. B. Wärmepumpen), die Stärkung von Fern- bzw. Nahwärme sowie die Sanierung von Gebäuden führen zu einer geringeren Nachfrage nach Erdgas. Auch das Industriesegment wird in zunehmendem Maße dekarbonisiert, indem Prozesse elektrifiziert oder über andere Technologien (z. B. Umstellung auf Wasserstoff) umgerüstet werden. Diese Entwicklungen verringern in Summe die Erdgasabsätze deutlich mit Auswirkungen auf die Nutzung der Gasnetzinfrastruktur. Das bedeutet, dass die Kapazitäten der bestehenden Gasnetze in Zukunft unter Umständen überdimensioniert sind.

Unsicherheiten bezüglich langfristiger Investitionssicherheit

Gasnetzbetreiber stehen vor der Herausforderung, weiterhin Investitionen in die Infrastruktur zur Aufrechterhaltung des technisch sicheren Netzbetriebs entsprechend der einschlägigen Regelwerke zu tätigen, während die zukünftige Nachfrage nach Erdgas zurückgehen wird. Der Übergang zu erneuerbaren Energien und die politischen Bestrebungen zur Dekarbonisierung werfen Fragen nach den Auswirkungen dieser Investitionen auf Gasnetzbetreiber und Verbraucher auf. Gasnetzbetreiber müssen vorschauend planen, welche Teilnetze sie auf Wasserstoff umstellen oder mit anderen grünen Gasen (z. B. Biomethan) betreiben können. Je nach Kundenverhalten können auch andere Wege zur Dekarbonisierung eingeschlagen werden, mit der Konsequenz, dass einzelne Netzabschnitte stillgelegt werden. Diese Unsicherheiten erhöhen das Risiko von Fehlinvestitionen und erfordern eine flexible, zukunftsorientierte Planung.

Partielle Ertüchtigung und Umwidmung zu Wasserstoffnetzen

Wasserstoff gewinnt als Energieträger in der Energiewende an Bedeutung, insbesondere als Ersatz für Erdgas in Industrie und Schwerlastverkehr. Teile des bestehenden Gasnetzes könnten für den Wasserstofftransport umgewidmet werden, wenn sie technisch an die besonderen Anforderungen von Wasserstoff angepasst werden. Dies ist nötig, da Wasserstoff kleinere Moleküle hat und anders auf Materialien sowie Druckverhältnisse wirkt, weshalb zudem spezielle Sicherheitsaspekte bei der Umrüstung berücksichtigt werden müssen. Dies erfordert Investitionen in die Netzertüchtigung und eine enge Abstimmung mit der Regulierungsbehörde.

Eine Umwidmung von Methan-Gasleitungen zur Nutzung mit 100 % Wasserstoff ist aber auch erst dann möglich, wenn entweder redundante Strukturen vorliegen oder aber an dem entsprechenden mit Erdgas betriebenen Netzabschnitt keine Kunden mehr versorgt werden, weil diese auf Wasserstoff oder alternative Energieträger umsteigen. Sollte an einem Netzabschnitt jedoch noch eine

Versorgung mit Methan erforderlich sein und sich gleichzeitig bereits entsprechende Kundennachfrage für den Bezug von Wasserstoff ergeben, so sind entweder zusätzliche Investitionen in den Neubau von Leitungen erforderlich oder aber es müssen für die betroffenen Kunden entsprechende Ersatzlösungen gefunden werden.

Erwartung eines langfristigen Betriebs trotz Umstellungen

Trotz der schrittweisen Umstellung auf alternative Energieträger wird erwartet, dass die bestehenden Gasnetze noch viele Jahre, möglicherweise Jahrzehnte, in Betrieb bleiben müssen, da die Kunden nur nach und nach einen Technologiewechsel vornehmen werden. Es besteht die Notwendigkeit, die Wartung und den Betrieb dieser alternden Infrastrukturen effizient zu gestalten, während parallel neue Technologien integriert werden. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass sie auch in einer Übergangszeit wirtschaftlich betrieben werden können. Zudem Bedarf es der Möglichkeit der Verweigerung von Netzanschlussbegehren oder Kündigung von Netzanschlüssen seitens des VNB, wie es in dem EU-Gaspakets vorgesehen ist. Dadurch kann eine koordinierte Umstellung oder Stilllegung einzelner Abschnitte des Netzes gewährleistet werden.

Bedeutung von Ankerkunden beim Ausstieg aus CH₄ und Einstieg in H₂

Großverbraucher (Ankerkunden) wie Industrieunternehmen haben einen maßgeblichen Einfluss auf die Nachfrage nach Erdgas und zukünftig nach Wasserstoff. Diese Kunden können bei der Transformation der Netze eine Schlüsselrolle spielen, da sie stabile Abnehmer sind. Häufig besteht bei den potenziellen Ankerkunden hohe Unsicherheit zu ihrer perspektivisch dekarbonisierten Energieversorgung. Diese Unsicherheit überträgt sich auf die VNB, die ohne eine gesicherte Nachfrage langfristig ihre Netze planen müssen. Diese Abhängigkeit von großen Abnehmern birgt Risiken, da ein Rückgang oder Wechsel dieser Kunden den Netzbetrieb erheblich beeinträchtigen kann. Gleichzeitig können Anreize notwendig sein, um Ankerkunden zum Umstieg auf Wasserstoff zu bewegen. Zusätzlich führt ein Wechsel dieser Großverbraucher zu Wasserstoff zu einem weiteren Anstieg der Netzentgelte für die verbleibenden Erdgaskunden.

Stoffliche Nutzung von CH₄ und H₂

Methan und Wasserstoff werden nicht nur als Energieträger, sondern auch als Rohstoffe in der Chemieindustrie genutzt. Insbesondere Wasserstoff wird als wichtiger Rohstoff für die zukünftige Herstellung synthetischer Kraftstoffe und chemischer Produkte gesehen. Die Gasnetze müssen in der Lage sein, sowohl Methan als auch Wasserstoff in ausreichender Qualität und Quantität bereitzustellen, um industrielle Nutzer zu bedienen. Dies erfordert eine genaue Kontrolle der Gaszusammensetzung und gegebenenfalls getrennte Netzsegmente für verschiedene Gase.

Spitzenlastabdeckung für Wärmeversorgung

Gasnetze spielen eine zentrale Rolle bei der Deckung von Spitzenlasten in der Wärmeversorgung, insbesondere im Winter, wenn der Energiebedarf für Heizungen stark ansteigt, da Erdgas flexibel eingesetzt werden kann, um schnell auf erhöhte Nachfrage zu reagieren. Auch bei einer Reduktion des Erdgasverbrauchs durch Gebäudesanierungen und technologische Alternativen bleibt die Fähigkeit, Spitzenlasten abzudecken, entscheidend. Demnach ist von einer Erhöhung des prozentualen Deltas zwischen Sommer- und Winterbetrieb auszugehen. Gasnetzbetreiber müssen gewährleisten, dass das Netz auch bei geringerer Grundlast wirtschaftlich betrieben werden kann und dennoch für hohe Nachfrageperioden bereitsteht. Ein weiterer Aspekt ist die gute Speicherfähigkeit

gasförmiger Energieträger: Überschüssige Energie kann beispielsweise im Sommer gespeichert und im Winter bedarfsgerecht abgerufen werden.

Integration von Biogas-Einspeisern

Biogas ist eine erneuerbare Alternative zu fossilem Erdgas und kann einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Gasnetze leisten. Der Anteil von Biogas an der Gasversorgung wächst und immer mehr Einspeiser wollen in die Gasverteilnetze integriert werden. Biogas kann in der aufbereiteten Form als Biomethan dem Netz beigemischt werden. Die dezentrale Einspeisung von Biomethan erfordert eine flexible Netzsteuerung und gegebenenfalls den Ausbau der Infrastruktur, um die Einspeisepunkte effizient zu verknüpfen. Darüber hinaus muss beachtet werden, dass Biomethan aktuell nur einen sehr geringen Anteil am Gesamtabatz der Methannetze ausmacht. Selbst bei deutlicher Steigerung der entsprechenden Einspeisungen werden die Kapazitäten der vorhandenen Netze nur zu einem geringen Teil ausgelastet werden können. Entsprechend ist zu differenzieren, dass nicht in allen Konstellationen bzw. an allen Netzpunkten eine Einspeisung von Biomethan langfristig zu vertretbaren Kosten sinnvoll ist. Auch hier ist die Situation in den Verteilnetzen sehr heterogen. In einigen Netzen liegt der Biomethananteil heute schon sehr hoch (teilweise bei über 50 %). Um Weiternutzungskonzepte für solche Netze zu entwickeln, ist zu untersuchen, inwieweit sinnvolle Konzepte für die Weiternutzung von Erdgasleitungen für den Betrieb mit Biomethan aussehen können. Ein Beispiel sind Biogas-Insellösungen, welche von einem oder wenigen Netzbetreibern versorgt werden. Dies wirft im Inselbetrieb Fragen auf, wie die nach der Zuständigkeit für eine Ersatzversorgung oder dem Ausgleich von Fehl- oder Überschussmengen.

Starker Anstieg der Kosten für die Nutzung der Gasnetze

Mit sinkender Erdgasnachfrage durch die oben genannten Faktoren und gleichbleibenden Fixkosten für Betrieb und Vorhaltung (z. B. Instandhaltungs- und Betriebskosten, Kapitalkosten, technisch bedingte Ersatzinvestitionen, etc.) werden die spezifischen Kosten für die Nutzung der Gasverteilnetze für die Verbraucher systematisch ansteigen. Dies gilt besonders in Regionen mit starker Elektrifizierung und geringerer Abhängigkeit von Gas. Langfristig wird die Frage der Entwicklung der Kosten für die Nutzung von Gasnetzen immer dringlicher, vor allem wenn alternative Technologien weiter voranschreiten. Zwar können durch Stilllegungen von Erdgasleitungen und möglicherweise Sonderabschreibungen sonstige Kosten ausgelöst werden, die c.p. zu einer Erhöhung der Netzentgelte führen können. Im Kern geht es jedoch darum, die Kostenbelastung durch reduzierten Betriebsmittelumfang in Summe deutlich zu senken mit entsprechenden Auswirkungen auf Kapitalverzinsung, Wartungs- und Instandhaltungsaufwand, Umfang der Ersatzinvestitionen, etc.

Es müssen Wege gefunden werden, die Netze kosteneffizient zu betreiben und die Belastungen für Verbraucher gering zu halten, auch wenn die Auslastung sinkt. Ohne entsprechende Anpassungen droht eine Unterauslastung und damit signifikant steigende Kosten pro Nutzer.

Zusammenfassend erfordert der Betrieb von Gasverteilnetzen in der Energiewende eine flexible und zukunftsorientierte Strategie. Die Herausforderung besteht darin, einerseits die Infrastruktur zu modernisieren und zum Teil auf Wasserstoff oder andere grüne Gase umzustellen, und andererseits die negativen Auswirkungen auf die Verbraucher bei sinkender Nachfrage insbesondere im mittel- und langfristigen Zeithorizont zu begrenzen.

7.2 Ergebnisse der technischen Modellierung

7.2.1 Gasnetz in Musterhausen im Bestand

Das Gasnetz in Musterhausen wurde auf Basis der typischen durchschnittlichen Gasverteilnetzstruktur in Deutschland abgeleitet. Dazu wurde der Monitoringbericht der BNetzA genutzt [14]. In diesem sind die Netzlängen und Anschlusspunkte der Erdgasverteilnetze in Deutschland dargestellt. Wie zuvor wurde angenommen, dass relativ zur Anzahl der Einwohner (Musterhausen zu Deutschland) die Gasnetzlänge der gleichen Relation entspricht. Es handelt sich um eine Medianbetrachtung, die sowohl städtische als auch ländliche Gasinfrastrukturen einbezieht. Dabei ist selbstverständlich zu berücksichtigen, dass die Gasnetzdurchdringung in urbanen Gebieten typischerweise deutlich höher ausfällt als im ländlichen Raum. Es ergibt sich folgende Struktur:

Die Gasnetzinfrastruktur in der Musterkommune verteilt sich auf unterschiedliche Druckebenen mit variierenden Netzlängen und Ausspeisepunkten. Im Niederdruckbereich unter 0,1 bar beträgt die Netzlänge etwa 228 Kilometer (35,7 % der Gesamtnetzlänge), während der Bereich von 0,1 bis 1 bar mit etwa 319 Kilometern die längste Strecke umfasst (50,1 % der Gesamtnetzlänge). Zusammen bilden diese beiden Druckebenen den Hauptanteil der Gasversorgung in der Kommune. In den höheren Druckbereichen über 1 bis 5 bar und über 5 bis 16 bar beläuft sich die Netzlänge jeweils auf 33 Kilometer (je 5,2 % der Gesamtnetzlänge). Der Bereich über 16 bar ist mit einer Netzlänge von nur 24 Kilometern der kürzeste (3,8 % der Gesamtnetzlänge).

Auch die Anzahl der Ausspeisepunkte zeigt eine klare Abhängigkeit vom Druckbereich: Der Niederdruckbereich unter 0,1 bar weist mit 7.311 Ausspeisepunkten (54 %) die höchste Dichte auf, gefolgt vom Bereich 0,1 bis 1 bar mit 5.954 Punkten (44 %). In den höheren Druckbereichen sinkt die Anzahl der Ausspeisepunkte deutlich: Im Bereich über 1 bis 5 bar gibt es lediglich 253 Punkte (1,9 %), während der Bereich über 5 bis 16 bar nur 11 (0,1 %) und der Bereich über 16 bar nur 3 Ausspeisepunkte (0,02 %) umfasst.

Die Verteilung der Netzlängen und Ausspeisepunkte verdeutlicht, dass die Gasversorgung in der Musterkommune überwiegend über die niedrigeren Druckebenen erfolgt. Diese stellen sowohl die längsten Netzabschnitte als auch die meisten Anschlussstellen bereit. Die höheren Druckbereiche dienen vor allem dem Transport über kürzere Strecken oder speziellen Anwendungen. Dies unterstreicht die Bedeutung der Niederdruckversorgung als Rückgrat der Verteilungsinfrastruktur.

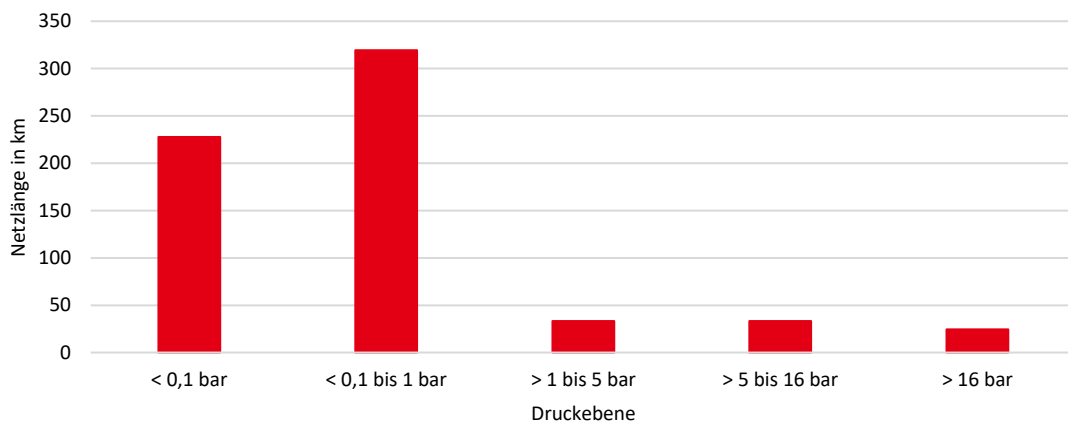


Abbildung 77: Verteilung der Gasnetzlänge je Druckebene in Musterhausen

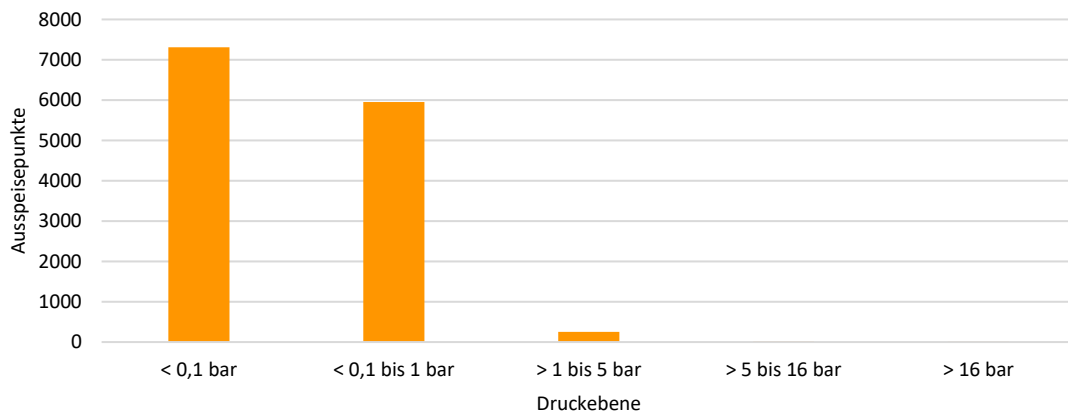


Abbildung 78: Verteilung der Ausspeisepunkte je Druckebene in Musterhausen







7.2.2 Varianten und Sensitivitäten

Tabelle 6 beschreibt verschiedene Varianten und Sensitivitäten für den Transformationsprozess von Energieinfrastrukturen, insbesondere im Bereich der Gas- und Stromnetze. Das Referenzszenario basiert auf einem Netzbetreiber mit 100.000 Netzkunden. Es folgt dem Transformationspfad „Elektronen“ entsprechend der Langfristszenarien des BMWK.

In dieser Variante findet eine ungesteuerte Transformation statt. Dies bedeutet, dass sich die Netzkunden stochastisch in Bezug auf deren Umstieg auf andere Heiz- oder Prozesstechnologien verhalten und somit im Umkehrschluss immer noch einige Kunden an jeweiligen Netzabschnitten angeschlossen bleiben werden, da diese weiterhin auf den Bezug von Erdgas angewiesen sind. In diesem Fall wird das Erdgasnetz noch sehr lange Zeit erhalten bleiben und Stilllegungen können erst zu einem späten Zeitpunkt (wenn keine oder nur noch sehr wenige Kunden an einem Netzabschnitt angeschlossen sind) erfolgen.

Zur Aufrechterhaltung des technisch sicheren Netzbetriebs sind unter Anwendung der einschlägigen Regelwerke weiterhin Ersatzinvestitionen erforderlich. Eine teilweise Reduktion dieser Ersatzinvestitionen ist erst kurz vor der Stilllegung des Gasnetzes möglich.

Tabelle 6: Gasnetzvarianten

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

Die Variante „Referenz (Moleküle)“ leitet sich aus dem Referenzszenario ab. Sie fokussiert jedoch den Transformationspfad „Moleküle“, ebenfalls basierend auf den Langfristszenarien des BMWK. Hier liegt im Unterschied zum Elektronen-Szenario der Schwerpunkt auf einem stärkeren Einsatz molekülbasierter Energieträger wie Wasserstoff oder synthetischem Methan.

Die Variante „Low CAPEX“ ist ebenfalls aus der Referenz abgeleitet und geht im Unterschied hierzu von einer gesteuerten Transformation aus. Durch eine bessere Planbarkeit ermöglicht diese gesteuerte Transformation frühzeitigere Stilllegungen einzelner Netzabschnitte sowie eine frühere Reduktion von Ersatzinvestitionen. Dies führt zu geringeren Investitionskosten, da unnötige Ausgaben für Betriebsmittel, die kurz vor ihrer Stilllegung stehen, vermieden werden.

Im Gegensatz dazu nimmt die Variante „High CAPEX“ an, dass keine Reduktion von Ersatzinvestitionen erfolgt. Stattdessen wird ein vollständiger Ersatz von Betriebsmitteln auch dann vorgenommen, wenn diese kurz vor der Stilllegung stehen bzw. bei Anwendung des Klimaschutzgesetzes eine Methannutzung nach 2045 nicht mehr vorgesehen ist. Dies führt zu höheren Investitionskosten.

Die Variante „Beschleunigte Transformation“ basiert ebenfalls auf der Referenz. Aufgrund von spezifischen Bedarfen, einer besseren Verfügbarkeit von Technologien und der Nähe zu zentralen Infrastrukturen ist Wasserstoff in dieser Variante deutlich früher verfügbar bzw. wird von den Kunden entsprechend nachgefragt. Dies ermöglicht eine schnellere Umstellung auf wasserstoffbasierte Energieträger und beschleunigt den Transformationsprozess insgesamt. Einflussfaktoren sind hier einerseits die Nähe zum Kernnetz bzw. zu inländischen Elektrolyseuren, das Vorhandensein möglicherweise redundanter Strukturen zu bestehenden Erdgasleitungen sowie damit verbunden die Möglichkeit von Umstellungen bzw. Umwidmungen sowie andererseits die Erforderlichkeit von Neuinvestitionen in neue Wasserstoffleitungen.

Die Variante „Biomethan“ basiert auf einer verstärkten Nutzung von Biomethan in der bestehenden Gasinfrastruktur und nimmt eine schrittweise Erhöhung des Biomethan-Anteils an. Während dieser Anteil im Ausgangspunkt noch bei etwa 9 % liegt, kann er durch einen gezielten Ausbau der Biomethanerzeugung auf über 25 % des lokalen Gasabsatzes steigen. Damit eröffnet sich die Möglichkeit, bestehende Gasnetze in Regionen mit ausreichendem Biomethanpotenzial gezielt weiter zu nutzen, anstatt sie stillzulegen und die Assets abzuschreiben. Im Vergleich zur Referenz-Variante werden die zusätzlichen Kosten durch den Anschluss neuer Biomethan-Anlagen analysiert und die Auswirkungen auf Netzentgelte bewertet.

Es werden zwei Szenarien betrachtet: Im ersten Fall erfolgt keine Nachnutzung, wodurch selbst relativ neue Netzanschlüsse bis 2045 vollständig abgeschrieben werden müssen. Im zweiten Fall können Teilnetze als Biomethan-Cluster erhalten bleiben und gezielt für die Wärmeversorgung mit erneuerbaren Gasen genutzt werden. In diesem Fall bleibt ein Teil der heutigen Gasinfrastruktur langfristig wirtschaftlich tragfähig.

7.2.3 Gesteuerte und ungesteuerte Transformation (fossiles Erdgas)

Das Erreichen der Klimaziele im Gassektor bedingt einen Ausstieg aus fossilem Erdgas. Für das untersuchte Musterhausen wurde daher eine Abnahme des Gasabsatzes entsprechend der modellierten Kurve (siehe Abbildung 79) angenommen. Bis Anfang der 2030er Jahre sinkt die Absatzmenge nur leicht, bevor sich diese Entwicklung deutlich beschleunigt. Der kurzzeitige steile Abfall zwischen den Jahren 2037 und 2038 ist darauf zurückzuführen, dass ab diesem Zeitpunkt Wasserstoff zur Verfügung steht und daher einen Teil der bisherigen Gasanwendungen ersetzt. Der genaue Zeitpunkt, ab dem der Gasabsatz signifikant zurückgeht, kann jedoch nicht verallgemeinert werden, da er stark davon abhängt, wie schnell es gelingt, alternative Wärmequellen zu erschließen und wann ein Anschluss der jeweiligen Region an das Wasserstoff-Kernnetz erfolgt. Da in der Modellierung der Elektronen-Transformationspfad abgebildet ist, sinkt die Menge des fossilen Erdgases kurz vor 2045 schließlich auf null.

Bei der Entwicklung der Netzlängen (siehe Abbildung 80) werden ebenfalls die zwei Transformationspfade dargestellt. Im Fall der ungesteuerten Transformation existieren keine verbindlichen

Regeln und Vorgaben, sodass wie oben beschrieben die Nutzer stochastisch verteilt aus dem Gasnetz ausscheiden. Dies führt dazu, dass die Stilllegung von Teilnetzen erst nach dem Jahr 2040 möglich ist.

Im Gegensatz dazu ermöglicht die gesteuerte Transformation aufgrund entsprechender Weiterentwicklungen des ordnungspolitischen Rahmens einen gezielten Gasausstieg auf regionaler Ebene. Dadurch können bereits ab 2035 erste Teilnetze stillgelegt werden.

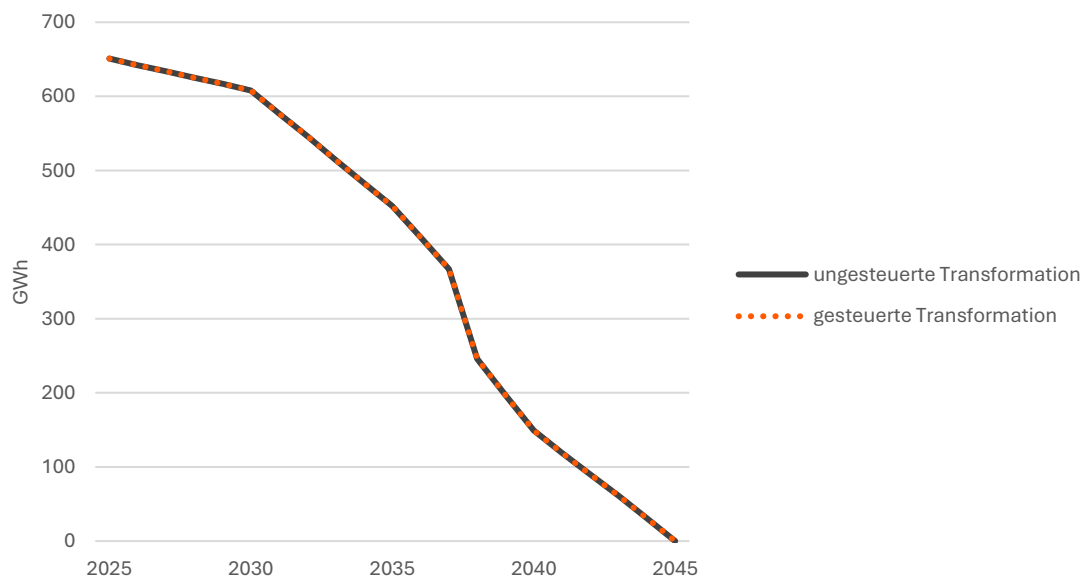


Abbildung 79: Gasabsatz

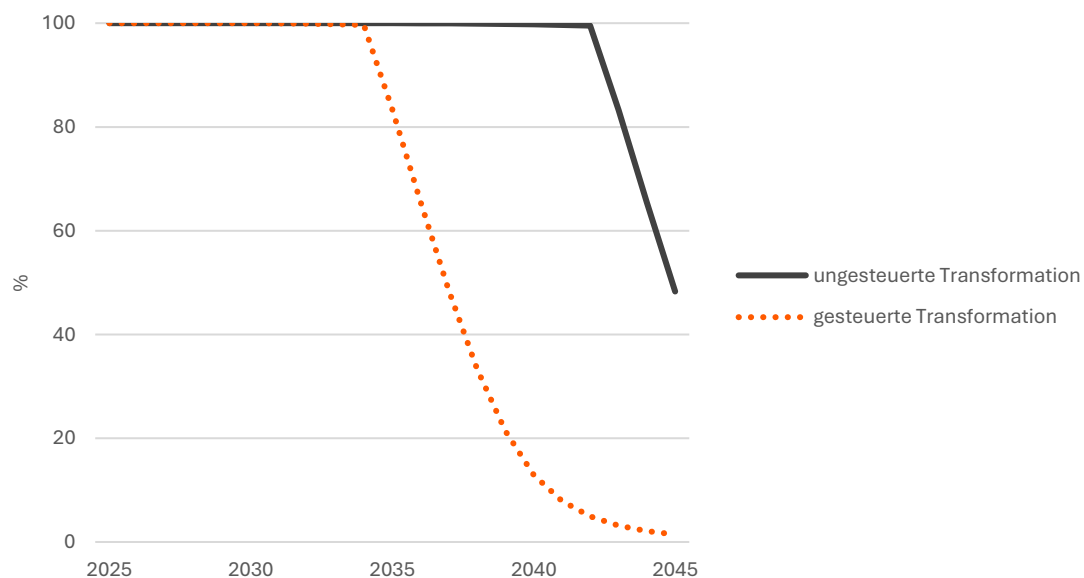


Abbildung 80: Entwicklung der Leitungskilometer

7.2.4 Paralleler Wasserstoffhochlauf

Die Zeitpunkte der Nachfrage nach Wasserstoff können sich in den einzelnen Netzgebieten sehr stark unterscheiden. Sie hängen maßgeblich von den Bedürfnissen der Kunden (z. B. Industrie), dem Bedarf für Erzeugung in Wärmenetzen, der Entfernung zum Kernnetz, der mengenmäßigen Verfügbarkeit sowie der preislichen Ausgestaltung und somit der Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff ab. Die Aussagen zu Zeitpunkten und Mengen beruhen daher im Rahmen dieser Analyse auf Annahmen, um die grundsätzlichen Effekte aufzuzeigen und zu beschreiben. Sie lassen sich daher nicht verallgemeinern.

Während sich in dieser Analyse die Varianten Elektronen und Moleküle beim Rückgang des Gasabsatzes nur geringfügig unterscheiden, ist der Unterschied in Bezug auf den Absatz von Wasserstoff deutlicher. In der Variante Elektronen ist der Rückgang der Gasnachfrage hauptsächlich durch die Elektrifizierung von Anwendungen bedingt. Wasserstoff wird erst sehr spät, ab etwa 2037, in das System integriert und ersetzt dann ausschließlich im industriellen Bereich sowie zur Strom- bzw. Wärmeerzeugung einige Methan-Anwendungen.

Im Gegensatz dazu steht Wasserstoff im Molekül-Szenario früher und in deutlich größeren Mengen zur Verfügung, da diese Lösung anstelle der Elektrifizierung für mehr Anwendungen gewählt wird. Die Anwendungsfälle gehen hier über die im Elektronenszenario eng begrenzten Fälle hinaus.

Der Zeitpunkt, ab wann Wasserstoff zur Verfügung steht, hat im betrachteten Fall keinen Einfluss auf das Methannetz. Da in dieser Variante von einer ungesteuerten Transformation ausgegangen wird, erfolgt der Wechsel der Nutzer stochastisch verteilt, was den vollständigen Erhalt des Gasnetzes bis nach 2040 erforderlich macht. Der Aufbau des H₂-Netzes ergibt sich in diesem Fall hauptsächlich durch den Zeitpunkt der Nachfrage (z. B. durch industrielle Anwender).

Dementsprechend können Gasnetze erst sehr spät für den Aufbau des Wasserstoffnetzes umgewidmet werden. Um dennoch die Nachfrage der Kunden rechtzeitig zu bedienen, sind zusätzliche Neuinvestitionen in die H₂-Infrastruktur notwendig. Im Fall der gesteuerten Transformation kann die teilweise Stilllegung von einzelnen Netzabschnitten in den Gasnetzen hingegen früher beginnen, so dass das Wasserstoffnetz in größeren Teilen durch die Umwidmung bestehender Gasinfrastrukturen entstehen kann. Das Wasserstoffnetz im Elektronen-Transformationspfad entwickelt sich später, deckt am Ende jedoch ein ähnlich großes Netzgebiet ab, wenn auch mit einer deutlich geringeren Energiedichte.

Die Entwicklung der Betriebsmittel des Erdgasnetzes und des Wasserstoffnetzes sind in hohem Maße interdependent. Im Grundsatz können aufgrund der Materialbeschaffenheit sehr viele Betriebsmittel des Erdgasnetzes auch für die Wasserstoffversorgung eingesetzt werden. Die zusätzlichen Kosten für die Ertüchtigung von Betriebsmitteln sind im Vergleich zu den erforderlichen Kosten eines vollständigen Neubaus deutlich geringer. Daraus kann gefolgert werden, dass die Kosten zum Betrieb eines Wasserstoffnetzes umso günstiger sind, je mehr Betriebsmittel und bestehende Komponenten der Erdgasversorgung genutzt werden können. Sollten diese jedoch noch für die Erdgasversorgung benötigt werden, wäre ein entsprechend kostenintensiverer Neubau erforderlich.

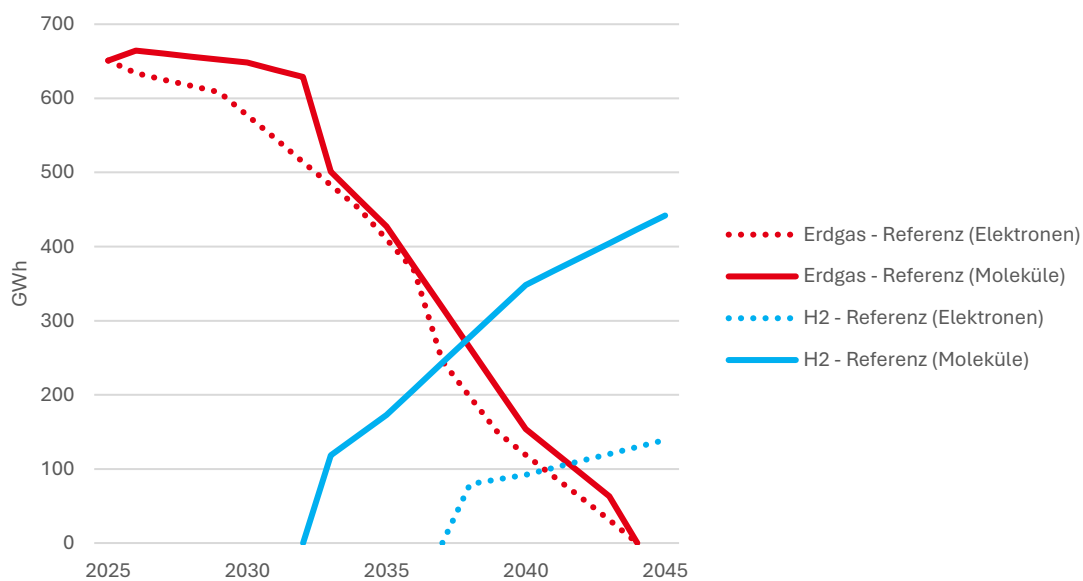


Abbildung 81: Gasabsatz

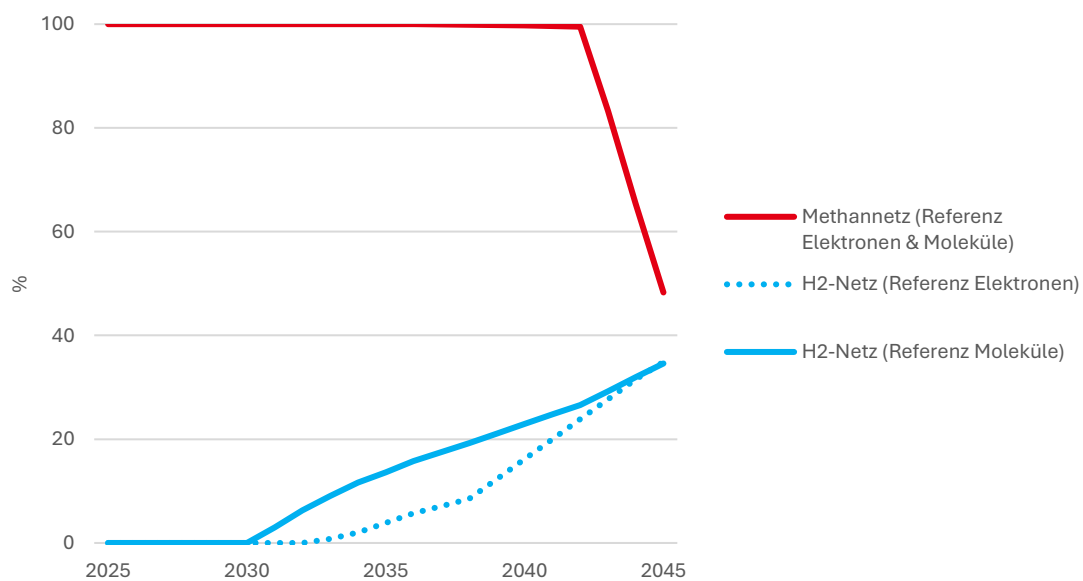


Abbildung 82: Entwicklung der Leitungskilometer

7.2.5 Sensitivitäten: Beschleunigung, High und Low CAPEX

Es muss an dieser Stelle zunächst einleitend erwähnt werden, dass die Annahmen zum Anteil der Umwidmungen hier modellhaft angenommen wurden und in der Praxis sowohl von den konkreten Gegebenheiten vor Ort als auch der individuellen Transformationsstrategie des jeweiligen Verteilnetzbetreibers abhängen. Hinsichtlich des Umwidmungsanteils kann sich dementsprechend in der Praxis eine deutliche Bandbreite ergeben. In einzelnen Fällen sind dabei auch Fallkonstellationen möglich, bei denen bis zu 80% der für den Wasserstoffnetzbetrieb erforderlichen Betriebsmittel aus dem Erdgasnetz umgewidmet werden. Insofern ist für die Interpretation der Ergebnisse und der Kostenwirkungen wichtig zu wissen, dass es im Rahmen dieser Studie darum geht, die

grundsätzlichen Interdependenzen und Wirkungsmechanismen aufzuzeigen. Im Einzelfall können die Ergebnisse jedoch stark streuen.

In dem im Rahmen dieser Studie untersuchten Referenzszenario bleibt die Länge des Gasnetzes bis etwa 2034 weitgehend konstant. Ab Mitte der 2030er Jahre beginnt ein kontinuierlicher Rückgang, der bis 2045 fast zur vollständigen Stilllegung des Gasnetzes führt. Parallel dazu wächst das Wasserstoffnetz ab etwa Mitte der 2030er Jahre stetig an. Der Anteil des Netzes, der durch Umwidmung aus dem Gasnetz entsteht, nimmt ab 2038 deutlich zu, erreicht aber nicht das Niveau des ursprünglichen Gasnetzes.

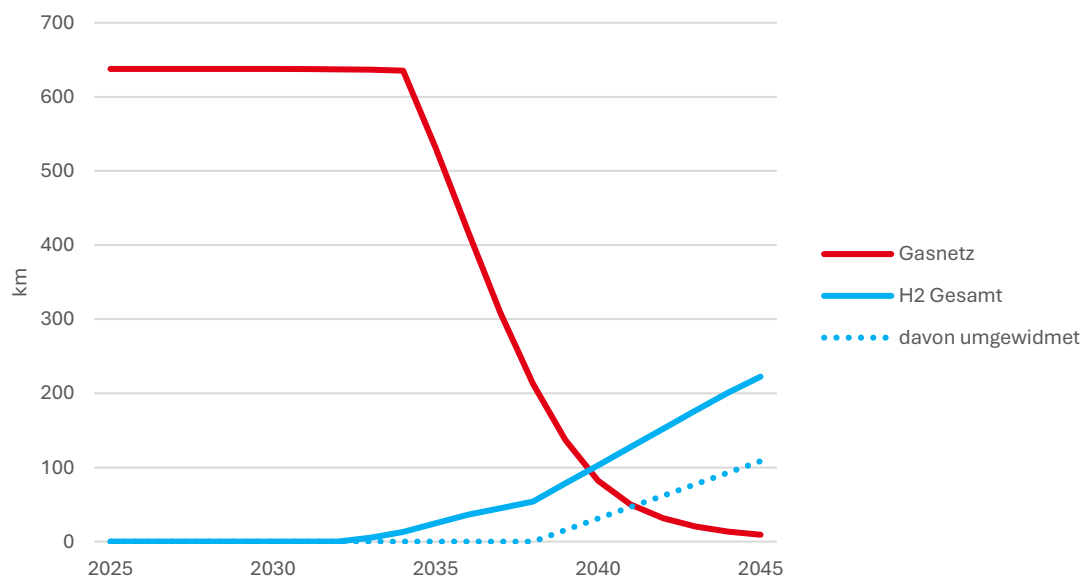


Abbildung 83: Referenzfall: Leitungskilometer Erdgas, Wasserstoff inkl. umgewidmeter Anteil

In der beschleunigten Variante beginnt die Stilllegung des Gasnetzes zu einem ähnlichen Zeitpunkt und verläuft dann deutlich steiler als im Referenzszenario. Das Wasserstoffnetz wächst deutlich schneller, mit einem spürbaren Anstieg bereits ab 2030. Die Umwidmung von Gasleitungen zu Wasserstoffleitungen erfolgt ebenfalls früher und in größerem Umfang als im Referenzszenario. Dies deutet auf eine aktivere Steuerung des Transformationsprozesses hin, um den Hochlauf von Wasserstoff zu beschleunigen.

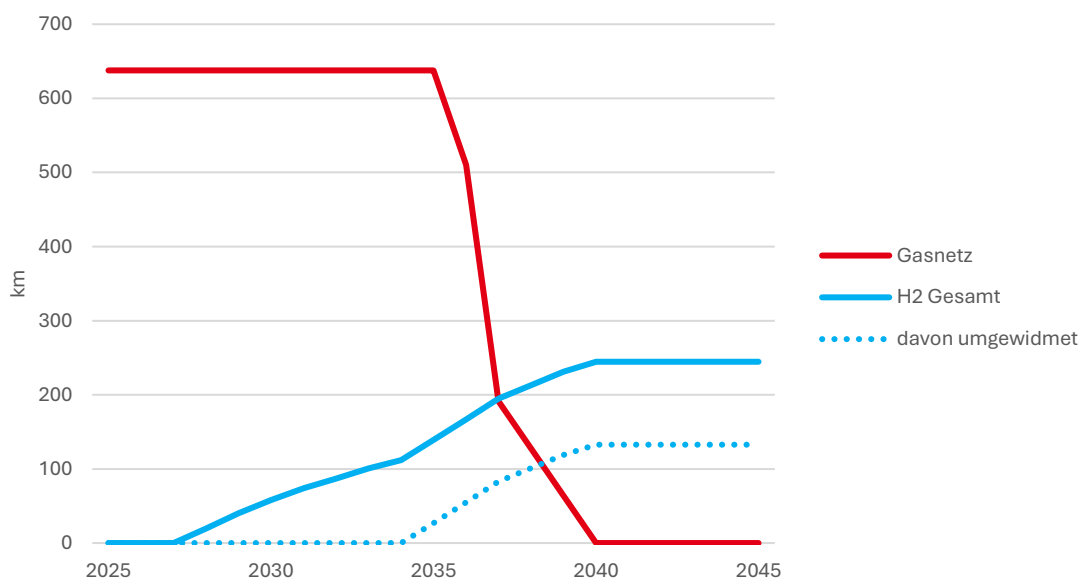


Abbildung 84: Beschleunigt: Leitungskilometer Erdgas, Wasserstoff inkl. umgewidmeter Anteil

In der Low CAPEX- Variante, in der aufgrund einer gesteuerten Transformation von niedrigeren Investitionskosten ausgegangen wird, bleibt das Gasnetz zunächst ebenfalls nahezu unverändert, bevor ein zum Referenzfall ähnlicher Rückgang einsetzt. Das Wasserstoffnetz wächst nur langsam und erreicht bis 2045 ein moderates Niveau. Die Umwidmung von Gasnetzinfrastruktur zu Wasserstoffleitungen erfolgt hier erst sehr spät und in geringem Umfang.

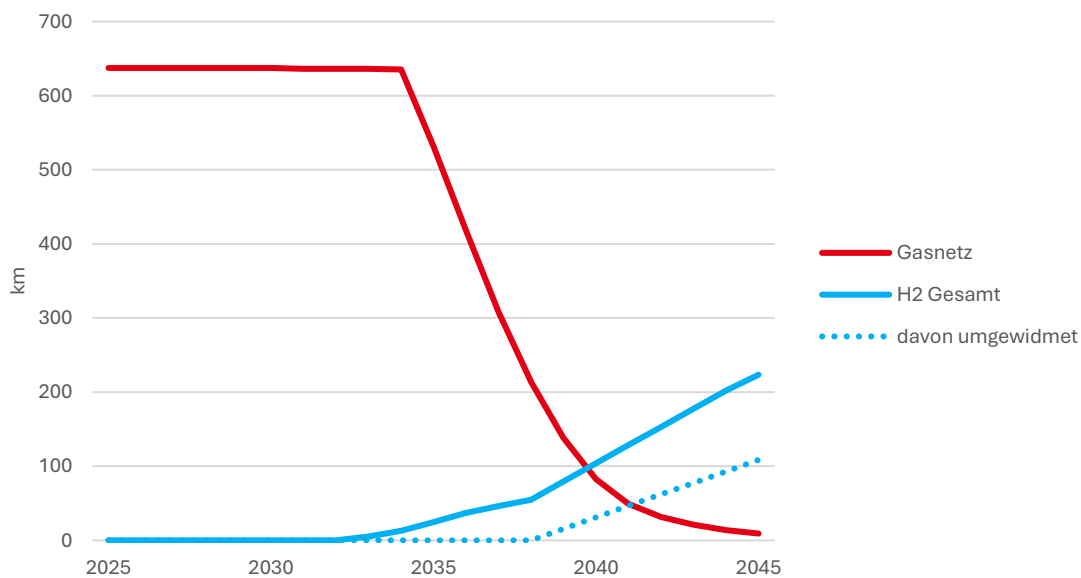


Abbildung 85: Low CAPEX: Leitungskilometer Erdgas, Wasserstoff inkl. umgewidmeter Anteil

In der kostenintensiveren High CAPEX-Variante bleibt das Gasnetz bis etwa 2042 stabil, bevor seine Länge rapide abnimmt. Das Wasserstoffnetz wächst ähnlich langsam wie in der Low CAPEX- Variante, wobei der Umwidmungsanteil noch geringer ist. Dies resultiert daraus, dass hohe

Investitionskosten den Transformationsprozess hemmen und sowohl die Stilllegung des Gasnetzes als auch den Ausbau des Wasserstoffnetzes verzögern.

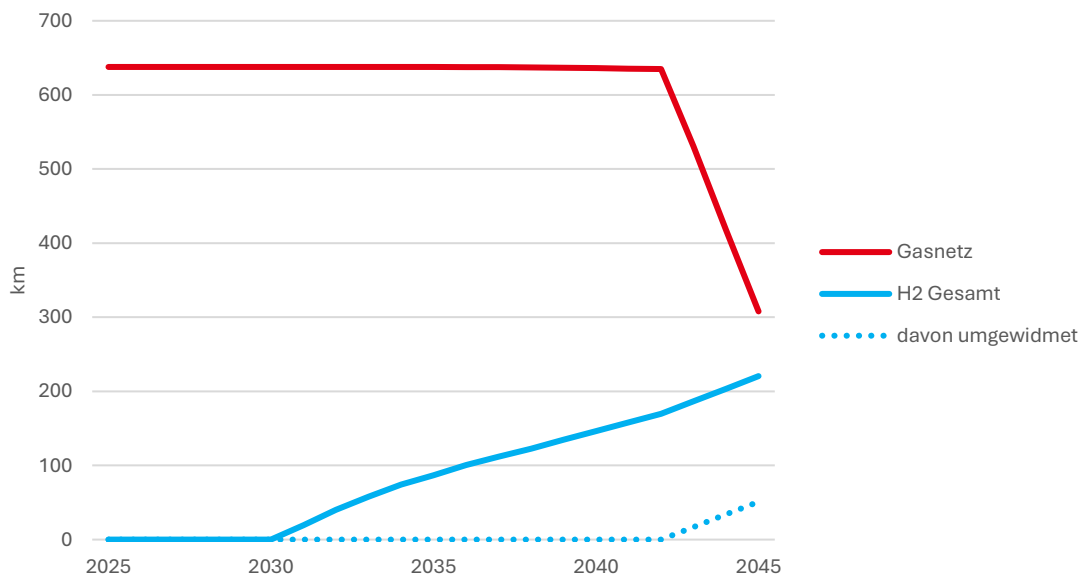


Abbildung 86: High CAPEX: Leitungskilometer Erdgas, Wasserstoff inkl. umgewidmeter Anteil

7.2.6 Stark beschleunigter Wasserstoffnetzaufbau

Es wurde eine zusätzliche Modellvariante mit einer zeitlich deutlich früheren Nachfrage und somit auch einem schnelleren Aufbau eines Wasserstoffnetzes entwickelt. Es wird hier unterstellt, dass Wasserstoff bereits sehr früh, nämlich kurz nach 2030, verfügbar ist. Ziel dieser Modellierung ist es, die Auswirkungen eines beschleunigten Wasserstoffhochlaufs auf die Infrastrukturentwicklung und dessen Finanzierung sowie die Interdependenz und die Rückwirkungen (z. B. die Stilllegung) auf das Methannetz und den parallelen Aufbau des Wasserstoffnetzes zu analysieren.

Im Vergleich der Varianten zeigt sich, dass der Erdgasabsatz im Referenzszenario kontinuierlich abnimmt, während dieser Rückgang in der Variante der beschleunigten Transformation deutlich schneller verläuft, da Anwendungen zeitlich früher von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können. Diese Reduktion der Erdgasnutzung kann voraussichtlich nur durch politische Rahmenbedingungen sowie technologische und preisliche Entwicklungen bezüglich der Verfügbarkeit von Wasserstoff entstehen. Bei der Sensitivität der beschleunigten Transformation entfällt auf Wasserstoff bereits früh eine zentrale Rolle als Energieträger.

Der frühere Zeitpunkt des Wasserstoffhochlaufs führt zu einem höheren Investitionsbedarf in den Jahren vor 2030. Infrastrukturprojekte, insbesondere der Ausbau von Wasserstoffnetzen, müssen deutlich früher begonnen werden, was zusätzliche finanzielle und organisatorische Herausforderungen mit sich bringt. Der zeitliche Versatz zwischen den Varianten Referenz und beschleunigte Transformation zeigt, dass sich hohe Interdependenzen zwischen den Leitplanken des Ordnungsrahmens und den finanziellen Herausforderungen auf Betreiberseite ergeben.

Ein weiteres zentrales Ergebnis ist, dass die Stilllegung des Methannetzes und der Aufbau des Wasserstoffnetzes zeitlich nicht synchron verlaufen. In der beschleunigten Transformation wird das Methannetz schneller zurückgebaut, während das Wasserstoffnetz parallel dazu schneller wächst. Diese Übergangsphasen, in denen beide Infrastrukturen gleichzeitig betrieben werden müssen, sind notwendig, was zusätzliche technische und wirtschaftliche Herausforderungen mit sich bringt.

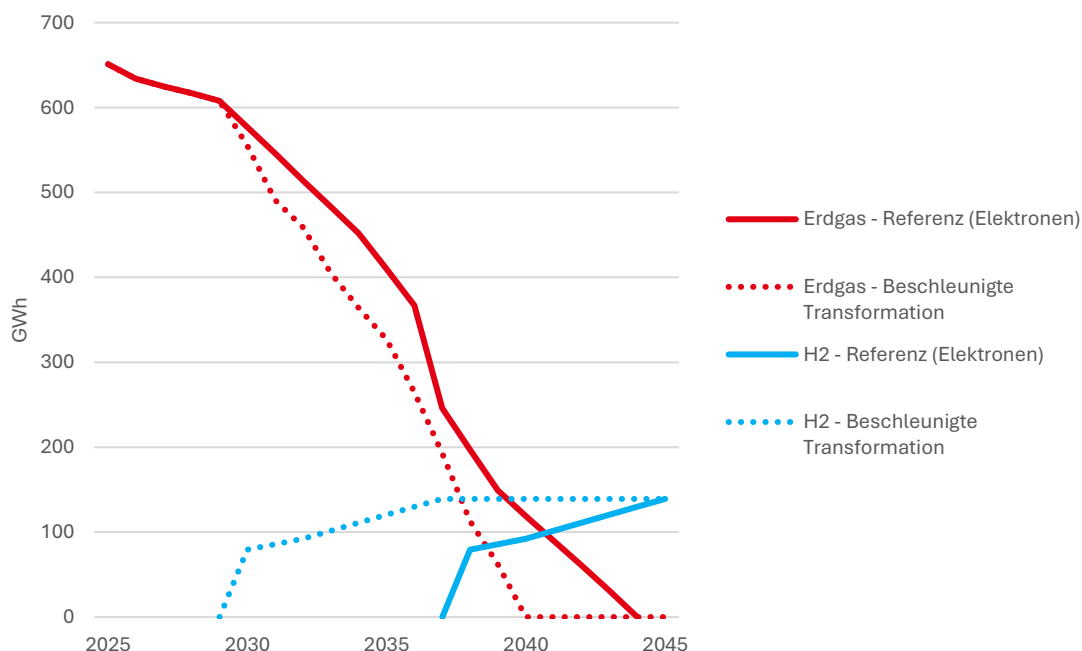


Abbildung 87: Gasabsatz in den Varianten Referenz und stark beschleunigte Transformation

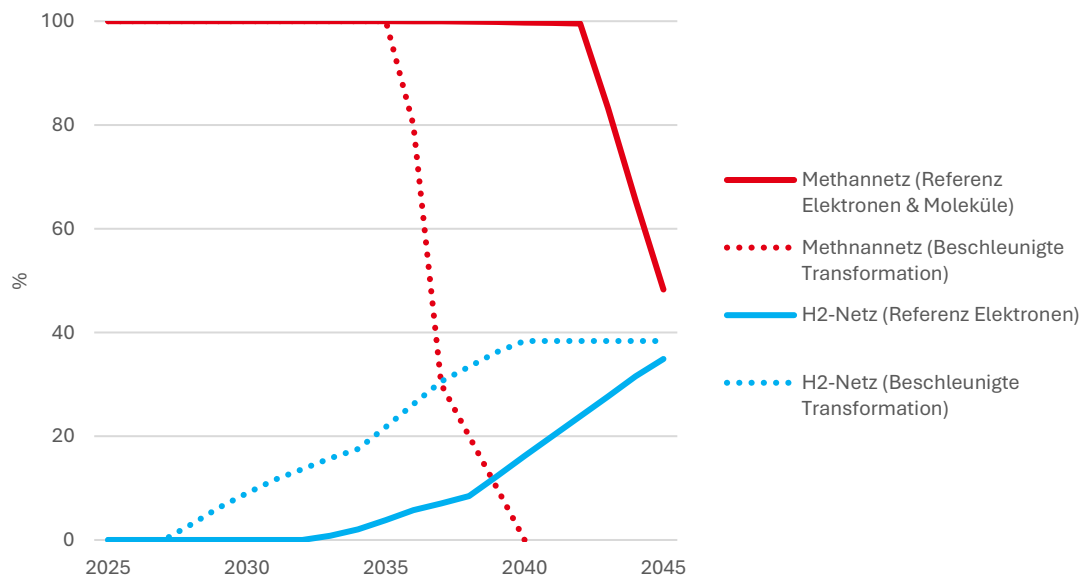


Abbildung 88: Leitungskilometer in den Varianten Referenz und stark beschleunigte Transformation

7.2.7 Biomethan als Zukunftsperspektive für die Wärmeversorgung in ländlichen Regionen

Neben der Stromerzeugung aus Biogas existieren in Deutschland auch zahlreiche Anlagen, die Biogas zu Biomethan aufbereiten und ins Gasnetz einspeisen. Im Jahr 2023 lag die erzeugte Menge bei 10,6 TWh [67]. Der BDEW sieht Potenziale von bis zu 100 TWh Biomethanerzeugung [68]. Das würde etwa eine Verzehnfachung der heutigen Biomethanmengen bedeuten. Die Hebung dieser Potenziale erfordert allerdings die Ausweitung der Biomethanerzeugung durch ungenutzte Potenziale von Abfall- und Reststoffen.

Insbesondere in den letzten Jahren kam es zu einem starken Anstieg von Netzanschlussanfragen seitens Biomethan-Erzeugern. In einzelnen Verteilnetzen übersteigt die Summe der Anschlussanfragen sogar die Anzahl der bereits ans Netz angeschlossenen Anlagen. Maßgeblicher Treiber war unter anderem die sehr attraktive Vergütung von Biomethan im Mobilitätsbereich.

Der Netzanschluss von Biomethan-Anlagen verursacht Kosten von mehreren Millionen Euro pro Anlage, die auf die Netznutzer umgelegt werden. Erfolgt dies in Teilnetzen, die für die Umwidmung auf H₂ vorgesehen sind, besteht das Risiko, dass dadurch Lock-In-Effekte entstehen und eine Umwidmung nicht mehr möglich ist. Erfolgt dies in Teilnetzen, die für die Stilllegung vorgesehen sind, entstehen Sunk Costs, da in Assets investiert wird, die nicht über ihre komplette Lebensdauer betrieben werden können.

Gleichzeitig ist Biomethan ein grüner Energieträger, der zur Klimaneutralität beitragen kann. Daher ist es wichtig zu untersuchen, welche Konzepte es für den wirtschaftlichen Betrieb von Biomethan-Netzen geben könnte. Da die Mengen jedoch deutlich geringer liegen als die fossile Gasnutzung heute, braucht es auch Konzepte für den wirtschaftlichen Betrieb von Teilnetzen für den Transport von Biomethan.

Selbst bei einer maximalen Ausschöpfung der heute prognostizierten Biomethanpotenziale von bis zu 100 TWh pro Jahr bliebe der Anteil im Vergleich zum gesamten deutschen Gasabsatz gering (auf den die bestehende Infrastruktur ausgelegt ist). Allein im Jahr 2022 wurden insgesamt 1.441 TWh Erdgas nach Deutschland importiert, sodass Biomethan – selbst bei einer Verzehnfachung der aktuellen Erzeugung – nur einen Bruchteil der vorhandenen Infrastruktur flächendeckend auslasten würde. Allerdings treten Biomethan-Potenziale regional stark gehäuft auf. Daher sollte das Ziel nicht sein, eine flächendeckende Infrastruktur für Biomethan zu schaffen, sondern zu prüfen, ob regional angepasste Weiternutzungskonzepte für Biomethan wirtschaftlich darstellbar sind, insbesondere in Regionen mit hohen Erzeugungskapazitäten und günstigen Rahmenbedingungen.

Biomethan- Varianten in Musterhausen

Es soll am Beispiel von Musterhausen gezeigt werden, welche Kosten durch die Einspeisung von Biomethananlagen entstehen und wie durch eine Weiternutzung bestehender Infrastruktur Sunk Costs vermieden werden können.

In der Referenz-Variante ist der Anteil von Biomethan am Gas-Mix gering: Maximal 7 % im Molekül-Szenario und kein Biomethan im Elektronen-Szenario. Es muss beachtet werden, dass die

regionale Verfügbarkeit von Biomethan sehr heterogen ist. Um die Auswirkungen von Biomethan-Anlagen auf die Netzkosten zu analysieren, wurden abweichende Annahmen zur Biomethan-Einspeisung getroffen. Auf Basis dreier realer, anonymisierter Beispielnetze mit hohem Biomethan-Anteil und -Potenzial (vgl. Abbildung 89) wurden Annahmen für die Untersuchung abgeleitet. 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.

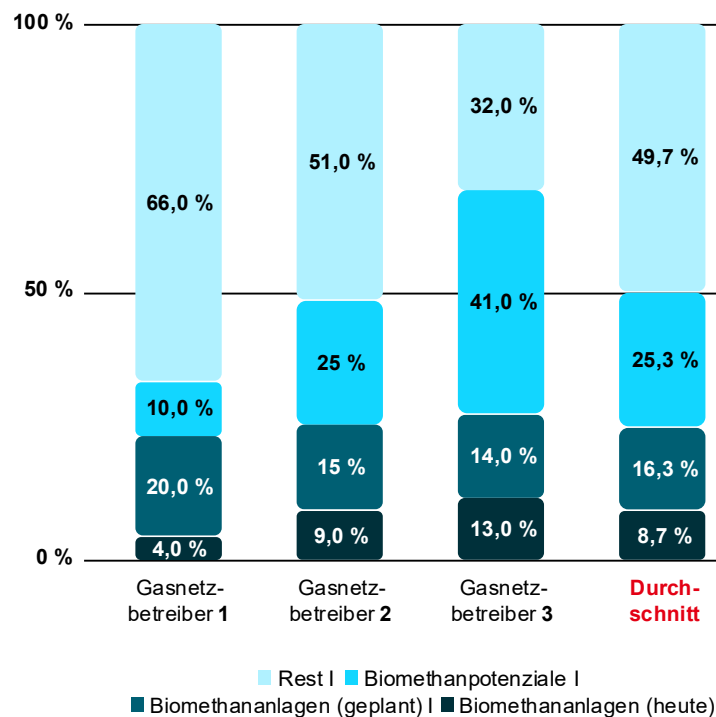


Abbildung 89: Beispiele für Verteilnetze mit hohem Biomethan-Anteil

Basierend auf diesen Werten wurde der Biomethan-Anteil in der vorliegenden Variante angepasst. Damit stellt diese Variante keinen Fall dar, der für alle Gasnetze repräsentativ ist. Sie steht jedoch exemplarisch für Netze in sehr ländlichen Regionen mit einem überdurchschnittlich hohen Biomethan-Anteil.

Es wird angenommen, dass der Biomethan-Anteil bis 2030 durch geplante Anlagen von 9 % auf 25 % steigt. Zusätzlich sollen in den Jahren 2035 und 2037 zwei weitere Biomethan-Anlagen ans Netz gehen. Zwei Varianten wurden betrachtet:

- 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.

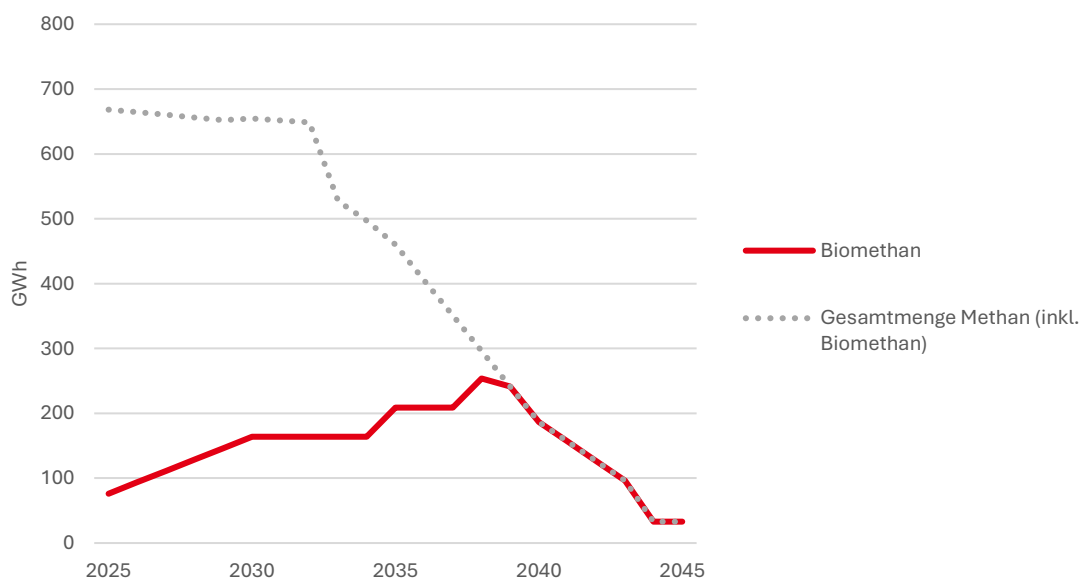


Abbildung 90: Fall 1: Kein Weiternutzungskonzept

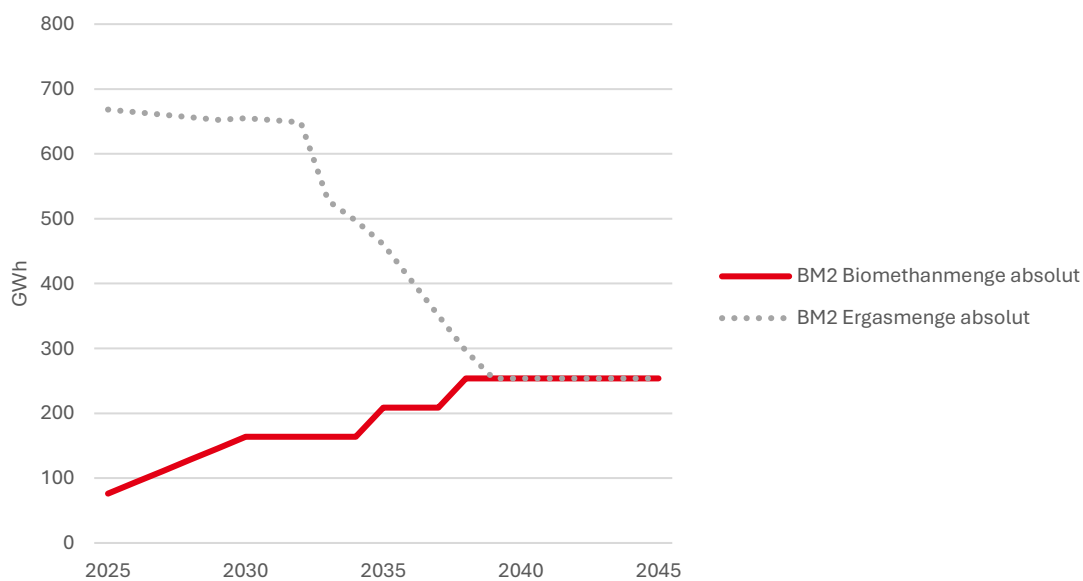


Abbildung 91: Fall 2: Weiterbetrieb von Teilnetzen

7.3 Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Berechnungen

7.3.1 Entwicklung des Methanetzes am Beispiel Musterhausen

7.3.1.1 Entwicklung der Wirtschaftlichkeit aus Betreiberperspektive

Zur Erreichung der Klimaziele ist langfristig ein Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger notwendig. Der genaue Zeitpunkt des Nachfragerückgangs für Methan ist unsicher und regional unterschiedlich. Insgesamt zeigt das für Musterhausen abgeleitete Mengengerüst (vgl. Kapitel 7.2) jedoch, dass in der Regel davon ausgegangen werden kann, dass bei einer ungesteuerten

Transformation große Teile der heutigen Gasverteilnetze trotz rückläufiger Gasmengen noch lange vollständig in Betrieb sein werden, da zuerst für alle Netzkunden alternative Lösungen (z. B. Wärmepumpen oder Fernwärme für den Heizbedarf) gefunden werden müssen, bevor Teilnetze stillgelegt werden können. Es wird unterstellt, dass die Gasverteilnetze nicht weiter ausgebaut werden (z. B. Erschließung neuer Gebiete oder neue Hausanschlüsse). Gleichwohl werden weiterhin Ersatzinvestitionen fällig, die zur Erhaltung der Versorgungssicherheit sowie der Einhaltung der technischen Regelwerke (z. B. DVGW-Regelwerke) erforderlich sind.

Verbindlichkeit der Planung als Einflussgröße für die Investitionsbedarfe

Die nachfolgende Grafik bildet die Investitionsentwicklungen für drei unterschiedliche Varianten ab. Neben der Referenz wurden ein Fall mit vergleichsweise höherer Investitionsintensität (High CAPEX) und einer mit niedrigerer Investitionsintensität (Low CAPEX) in der Sparte Gas modelliert. In allen Varianten zeigt sich, dass die Investitionstätigkeit in das Gasnetz im Vergleich zur Vergangenheit deutlich geringer ist. Dies bedeutet, dass faktisch weitgehend die Substanz erhalten bleibt und nur noch im Mindestumfang zur Aufrechterhaltung der technischen Sicherheit investiert wird. Dennoch kommt es zu einzelnen Peaks in der Investitionstätigkeit hier im Beispiel im Referenz- und High CAPEX Fall Mitte der 2030er Jahre und Anfang der 2040er Jahre. Diese Peaks sind in der spezifischen Alterungskurve begründet, die Musterhausen zu Grunde liegt und lassen sich nicht verallgemeinern. Mit einer vorausschauenden Planung, wie sie im Low CAPEX Fall unterstellt wird, lassen sich diese Peaks vermeiden.

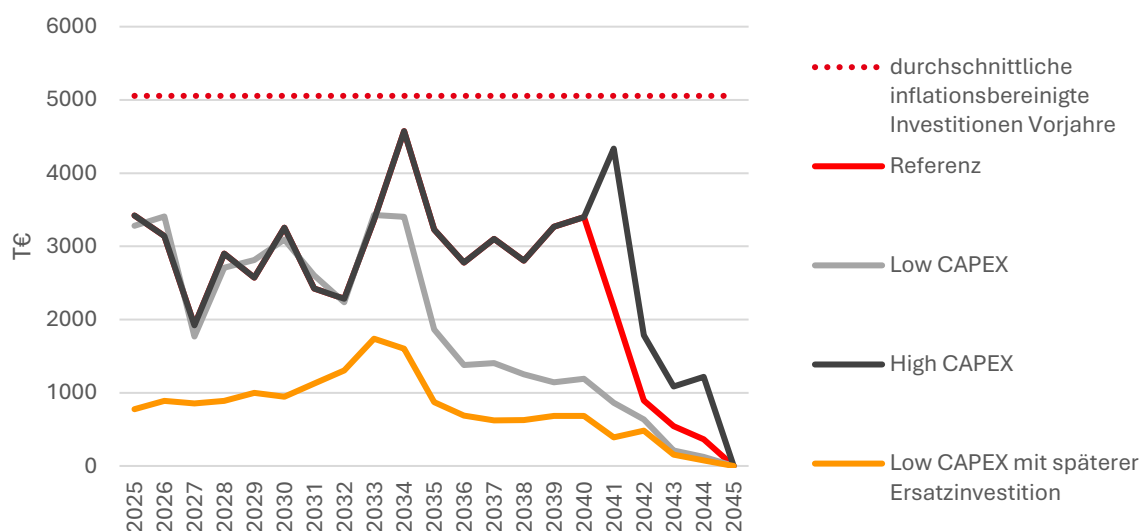


Abbildung 92: Entwicklung der Investitionen (nominal) für die Varianten High CAPEX, Referenz und Low CAPEX

Die Höhe der erforderlichen Ersatzinvestitionen in bestehende Gasnetzinfrastrukturen hängt in hohem Maße von den individuellen Gegebenheiten, der Altersstruktur und dem technischen Zustand, den eingesetzten Technologien sowie der Beschaffenheit der Betriebsmittel ab. In der Praxis ergeben sich daher Bandbreiten. Im Rahmen dieser Studie erfolgte eine nominale Betrachtung. Dies

bedeutet, dass die hier dargestellten Investitionsverläufe auch Inflationseffekte (Annahme einer Preissteigerung 2% p.a.) im Zeitablauf gegenüber dem heutigen Preisniveau beinhalten.

In Abbildung 92 zeigen sich die Bandbreiten des Verlaufs möglicher Investitionskosten als Beispiel zwischen den Kurven „High CAPEX“ und „Low CAPEX mit späteren Ersatzinvestitionen“. In der Variante „Low CAPEX mit späterer Ersatzinvestition“ wurde ggü. der Low CAPEX Variante als Annahme die technische Lebensdauer von 60 auf 75 Jahre verlängert. Im Einzelfall kann eine Verlängerung der Ersatzinvestitionszeitpunkte beispielsweise dann sinnvoll sein, wenn der technische Zustand dies entsprechend zulässt und unter Einhaltung der entsprechenden Regelwerke ein Austausch noch nicht zwingenderweise realisiert werden muss. Dieses Beispiel zeigt eine deutliche Auswirkung auf die Investitionsbedarfe.

Im Rahmen dieser Studie wurden die Annahmen mit den im Begleitkreis der Studie teilnehmenden Verteilnetzbetreibern abgestimmt. Es sei jedoch erwähnt, dass im Einzelfall auch deutlich abweichende Ausprägungen resultieren können. Zielstellung ist an dieser Stelle, die grundsätzlichen Wirkmechanismen aufzuzeigen.

Die High CAPEX Variante zeigt die Entwicklung der Investitionsbedarfe ohne zusätzliche Maßnahmen (bei ungesteuerter Transformation). Aufgrund der Endlichkeit der Methanversorgung werden in den Gasnetzen keine Erweiterungen mehr geplant. Die anfallenden Investitionen sind daher reine Ersatzinvestitionen, die zur Erhaltung der Versorgungssicherheit sowie der Einhaltung der technischen Regelwerke (z. B. DVGW-Regelwerke) erforderlich sind. Aufgrund der für Musterhausen unterstellten Altersstruktur der Betriebsmittel tritt eine Situation ein, bei der auch Anfang der 2040er Jahre noch stark investiert werden müsste. Erst ab 2041 kommt es zu einem Rückgang der Investitionen aufgrund der dann einsetzenden Stilllegung erster Teilnetze. Das bedeutet, dass trotz der Tatsache, dass eine Nutzung des Methannetzes ab 2045 nicht mehr vorgesehen ist, dennoch kurz vor diesem Zeitpunkt noch Investitionen getätigt werden (müssen).

Die Referenz-Variante bildet ebenfalls eine ungesteuerte Transformation ab. Es wird jedoch aufgrund von Praxiserfahrungen berücksichtigt, dass mit dem Wissen um die baldige Stilllegung im Jahr 2040 die Ersatzinvestitionen bereits sukzessive reduziert bzw. zurückgefahren werden. Es wird das minimal Notwendige zum sicheren Betrieb der Gasnetze getan, was kurz vor Ende der Nutzungszeit zu einer Reduktion der Ersatzinvestitionen führt. Dabei werden Investitionen weiter reduziert. Es wird unterstellt, dass durch erhöhte Instandhaltungsmaßnahmen aktivierungspflichtige Vorgänge weitgehend vermieden werden. Dementsprechend wurde in der Modellierung eine Reduktion der Ersatzinvestitionen in den letzten fünf Jahren angenommen (vgl. Abbildung 92), was die Summe der Investitionen im Zeitraum bis 2045 weiter verringert. Dies entspricht einer Reduktion um fast 10 %.

Die Low CAPEX-Variante zeigt die Effekte einer gesteuerten Transformation auf. Bei dieser Variante wird davon ausgegangen, dass der regulatorische Rahmen eine hohe Verbindlichkeit und Planungssicherheit ermöglicht. Einzelne Leitungsabschnitte müssen hierbei nicht mehr zwingend so lange weiter betrieben werden, bis der letzte Anschlussnehmer auf andere Heiz- oder Prozesstechnologien umgestellt hat. Unter Einhaltung entsprechender Vorankündigungsfristen kann eine Anpassung der Infrastruktur an die Versorgungsaufgabe früher eingeleitet werden. Eine gesteuerte Transformation wäre somit dann möglich, wenn beispielsweise als Ergebnis einer kommunalen

Wärmeplanung Zonen mit Vorzugslösungen für entsprechende Wärmetechnologien definiert werden. Dies setzt voraus, dass in den jeweiligen Gebieten entsprechende Alternativen zur Verfügung stehen und einzelne Leitungsabschnitte nicht mehr für die Methanversorgung benötigt werden. Dies führt dazu, dass eine Stilllegung erster Teilnetze schon deutlich früher möglich ist, was sich mindernd auf den Investitionsbedarf auswirkt. Analog wurde in dieser Variante angenommen, dass schon ab 2035 nur die für die Betriebssicherheit notwendigen Maßnahmen an Erhalt investiert werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass in der Steuerung der Transformationsgeschwindigkeit und einer entsprechenden Anpassung der Ersatzinvestitionen ein erheblicher Hebel liegt, um den Investitionsbedarf in perspektivisch stillzulegende Gasnetze zu optimieren. Voraussetzung hierfür ist, dass ein gesetzlicher Planungsrahmen für Gas geschaffen wird. Mit der Umsetzung der EU-Gasrichtlinie 2024/1788 in deutsches Recht sollte dies erfolgen. Die Richtlinie sieht insbesondere die Einführung einer verpflichtenden Netzplanung auf der Verteilnetzebene vor, die in Form von Entwicklungsplänen für Wasserstoffverteilnetze (Artikel 56) und Transformationsplänen für Gasverteilnetze (Artikel 57) erfolgt. Diese Pläne müssen mindestens alle vier Jahre bei der Regulierungsbehörde eingereicht werden und sich auf einen Zeitraum von zehn Jahren erstrecken. Die Betreiber sind verpflichtet, diese Pläne in enger Zusammenarbeit mit anderen Netzbetreibern, wie den Betreibern von Strom- und Fernwärmenetzen, zu erstellen. Darüber hinaus ist die vertikale Koordination (vgl. Kapitel 3) wichtig. Um das für die Verteilnetzplanung in der Sparte Gas zu gewährleisten, schlägt der BDEW beispielsweise vor, dass die Verteilnetzpläne alle zwei Jahre im geraden Kalenderjahr vorgelegt werden, um eine Verzahnung mit den übergeordneten Netzentwicklungsplänen Gas und Wasserstoff zu ermöglichen [69]. Wichtig für eine belastbare Planung zur Entwicklung der Erdgasnetze im Speziellen und der Gasnetztransformation im Allgemeinen ist außerdem die Klärung der Frage nach dem Finanzierungsrahmen für Wasserstoffverteilnetze. Analysen dazu finden sich in Abschnitt 7.3.2.



Eine gesteuerte Transformation kann zu frühzeitigeren Stilllegungen und somit reduzierten Investitionen und positiven Effekten auf die Kostenentwicklung führen. Dies setzt jedoch eine Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens voraus. Politisch ist zu diskutieren, ob ein solches Vorgehen gewünscht bzw. opportun ist.

Entwicklung der betriebswirtschaftlichen Kennziffern

Die Tatsache, dass die Investitionen in das Methannetz sukzessive reduziert werden, führt dazu, dass die Abschreibungen aller Assets die Investitionen übersteigen und bis 2045 der kalkulatorische Restwert (vgl. Abbildung 93) in allen betrachteten Varianten sukzessive rückläufig ist.

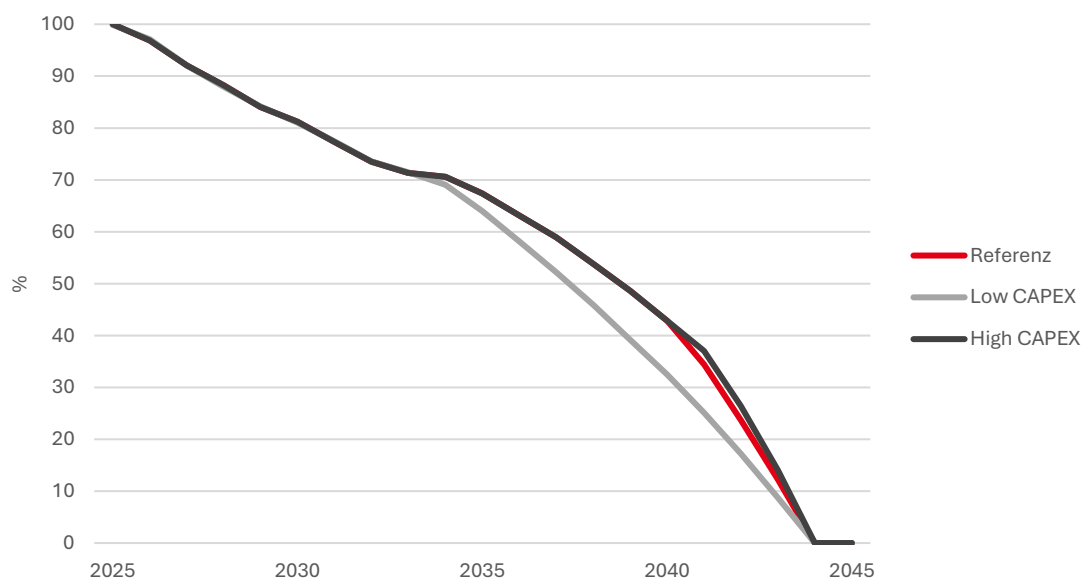


Abbildung 93: Kalkulatorischer Restwert (nominal)

In Bezug auf die Erlösobergrenze zeigt sich jedoch ein inverser Verlauf. In Abbildung 94 ist für die Varianten Referenz, High CAPEX und Low CAPEX zu sehen, dass sich diese sogar positiv entwickelt. Auch hier gilt wieder die zuvor erwähnte Abhängigkeit der Ergebnisse von den getroffenen Annahmen (insb. zur Höhe und zum Verlauf der Ersatzinvestitionen) und die damit verbundenen Bandbreiten, in denen sich die Ergebnisse bewegen können. Um das zu demonstrieren, wird auch in Abbildung 94 die zusätzliche Kurve „Low CAPEX mit späterer Ersatzinvestition“ gezeigt. Man erkennt, dass in diesem Fall aufgrund der deutlich niedrigeren Investitionsbedarfe (vgl. Abbildung 92) auch die Erlösobergrenze deutlich unterhalb der anderen Varianten liegen würde und im Gegensatz zu diesen nicht ansteigt.

Grund für den Anstieg der Erlösobergrenze in den Varianten Referenz, High CAPEX und Low CAPEX ist, dass im Referenzszenario unterstellt wird, dass für die Methanetze keine Weiternutzung über 2045 hinaus erfolgt. Dies führt dazu, dass alle Assets aufgrund der Anwendung der KANU 2.0 Methodik bis 2045 abgeschrieben werden.¹⁵ Werden in diesem Zeitraum Ersatzinvestitionen fällig, müssen diese über die kurze, noch verbleibende Zeit abgeschrieben werden. Dies erhöht das Abschreibungsvolumen stetig, v.a. wenn wie in den Varianten Referenz und High CAPEX nur eine unzureichende Planbarkeit der Gasnetztransformation besteht und somit Assets erneuert werden, die in Teilnetzen liegen, die wenig später stillgelegt werden. Auch bezüglich der Betriebskosten erfolgt zwar sukzessive eine Anpassung an die Versorgungsaufgabe, diese kann jedoch ebenfalls nicht linear zur Absatzentwicklung erfolgen und zahlt damit auf einen Anstieg der Erlösobergrenze ein. Dieser Anstieg der Erlösobergrenzen resultiert daher i.W. aus der Kombination weiterhin erforderlicher Ersatzinvestitionen und der konsequenten Anwendung der KANU 2.0-Systematik. Wie oben beschrieben kann im Einzelfall, beispielsweise aufgrund deutlich reduzierter Erfordernisse von Ersatzinvestitionen, ein reduzierter Verlauf gegenüber dieser für Musterhausen angestellten

¹⁵ Die flächendeckende Anwendung von KANU 2.0 erfolgt, weil in den betrachteten Varianten von keiner Weiternutzung von Teilnetzen mit Methan über 2045 hinaus ausgegangen wird. Sollte die Möglichkeit einer teilweisen Weiternutzung z.B. mit Biomethan bestehen, sind deutlich andere Effekte zu beobachten (vgl. Abschnitt 7.3.1.4)

Berechnungen mit den dahinter liegenden Annahmen resultieren. Dies ist auch Intention der Planung von Verteilnetzbetreibern, da eine hohe Erlösbergrenze bei sinkenden Absätzen zu deutlich steigenden Netzentgelten führt. In der Praxis wird von Verteilnetzbetreibern der im Low CAPEX Fall gezeigte Verlauf angestrebt, welcher auch erreichbar ist, wenn ausreichend Planungssicherheit und Kenntnis über stillzulegende Teilnetze besteht.

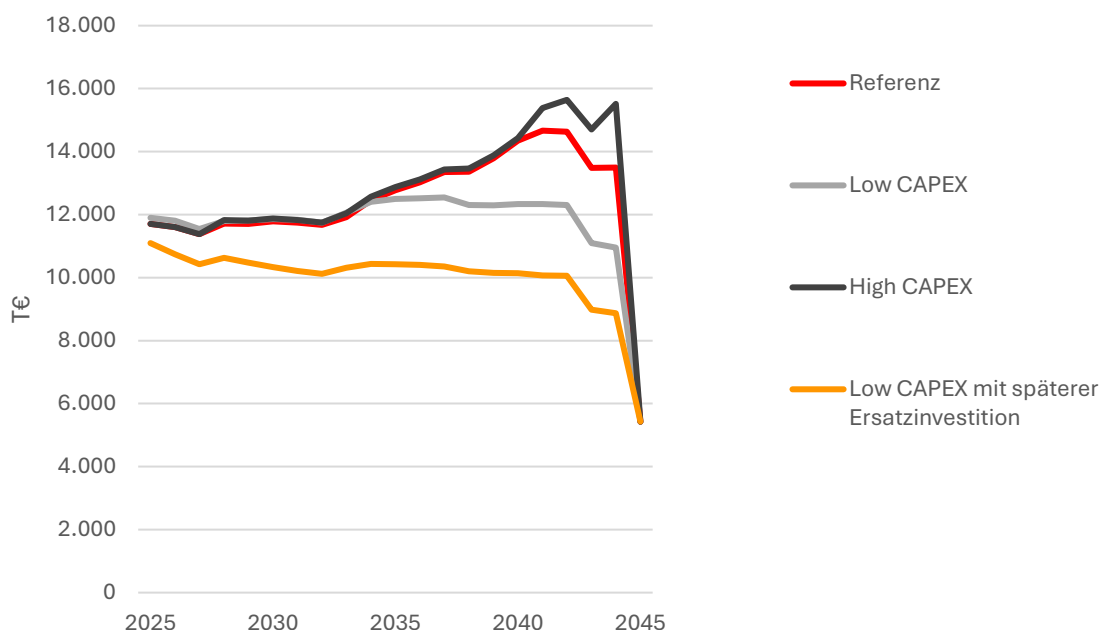


Abbildung 94: Erlösbergrenze (nominal)

In einer Betrachtung der Liquiditätsentwicklung zeigen die Modellrechnungen für Musterhausen, dass sich durchgängig positive Liquiditätsüberschüsse (vgl. Abbildung 95) einstellen. Hierdurch unterscheidet sich die Sparte Gas deutlich von den anderen Sparten. Die spartenübergreifende Analyse im Kapitel 9 zeigt jedoch, dass diese dauerhaft positiven Cashflows nicht ausreichen, um die v.a. in den ersten Jahren negativen Cashflows in den anderen Sparten (z. B. Strom, Wärme und ggf. Wasserstoff) zu kompensieren. Eine externe Kapitalzufuhr auf Gesamtunternehmensebene ist daher weiterhin notwendig. Wichtig ist zudem, dass durch entsprechende handels- und steuerrechtliche Regelungen vermieden wird, dass diese dringend benötigten Investitionsmittel an die Eigentümer ausgeschüttet werden müssen und sogar weitere ertragssteuerliche Belastungen nach sich ziehen und dadurch nicht mehr in voller Höhe für Investitionen in die Energiewende zur Verfügung stehen.

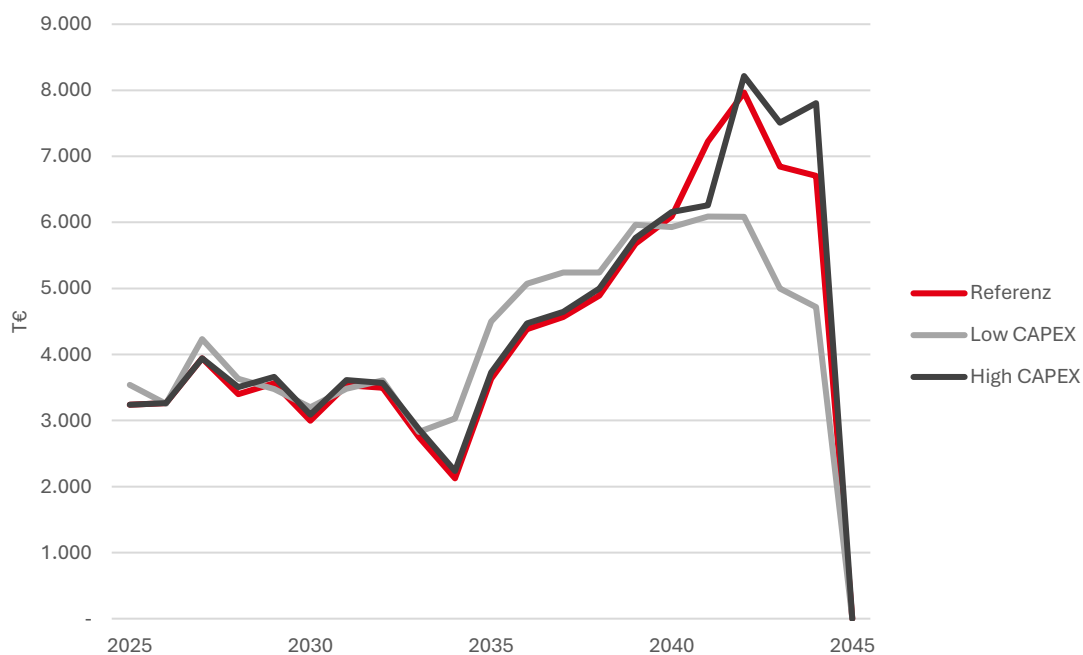


Abbildung 95: Free Cashflow (nominal) im Methanetz



Im Erdgasbereich werden in Musterhausen aufgrund der zeitlich begrenzten Nutzung von Methan und der damit verbundenen Entwicklung der Investitionen dauerhaft bis 2045 positive Liquiditätsbeiträge erwirtschaftet. Diese reichen jedoch nicht aus, die Transformationsanforderungen in anderen Sparten vollständig zu kompensieren.

7.3.1.2 Entwicklung der Bezahlbarkeit aus Kundenperspektive

Die Entwicklung der wirtschaftlichen Parameter in den Methan-Netzen geht unter den gegebenen Annahmen mit einem starken Anstieg der spezifischen Netzkosten für die Verbraucher einher. In allen Varianten kommt es mit dem substanziellen Rückgang der Zahl der Netznutzer sowie dem Rückgang der Absatzmengen insbesondere ab Mitte der 2030er Jahre zu einem signifikanten Anstieg der Netzentgelte. Aufgrund der kombinierten Effekte der Erlösobergrenzenentwicklung und des Absatzrückgangs steigen diese bis zu einem Faktor 16 im Vergleich zum heutigen Niveau der Netzentgelte an.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich sowohl im Falle einer gesteuerten Transformation als auch der gegenüber dem Referenzszenario unterstellten Verlängerung der Ersatzinvestitionszeitpunkte die Optimierung der Investitionsbedarfe dämpfend auf den langfristigen Anstieg der Netzentgelte auswirkt. Gleichwohl kann der Effekt nicht grundsätzlich vermieden werden. Auch bei gesteuerter Transformation steigen die Netzkosten für die Verbraucher unter den gegebenen Prämissen in den 2040er Jahren um mehr als das Zwölfwache an.

Auch wenn das Gasnetzentgelt nur einen Teil des vom Verbraucher zu entrichtenden Gaspreises darstellt, kann der Anstieg der Netzkosten zu einer signifikanten zusätzlichen Belastung für die Verbraucher führen. Der starke Anstieg der Netzkosten für Verbraucher setzt insbesondere ab Mitte der 2030er Jahre ein. Die in Summe vom Verbraucher zu entrichtenden Gaspreise hängen auch

noch von weiteren Aspekten wie der Entwicklung der Commodity-Preise, den CO₂-Kosten sowie der jeweiligen Steuerung und Umlagen ab. Insofern kann eine Aussage zur Bezahlbarkeit ohne Betrachtung dieser Komponenten nicht abschließend beurteilt werden. Der Anstieg der Netzkosten wird aber auf jeden Fall zu einer entsprechend c.p. hohen Belastung führen.

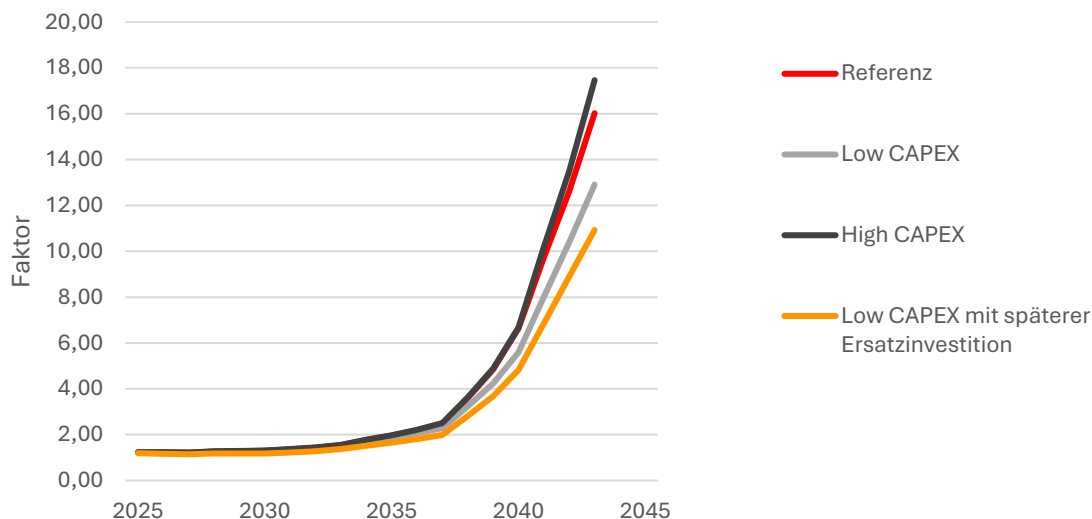


Abbildung 96: Netzkosten (nominal)

Es sei an dieser Stelle erneut darauf hingewiesen, dass der konkrete Verlauf des Anstiegs der Netzkosten stark von den Annahmen im Einzelfall abhängt. Die hier dargestellten Werte ergeben sich aufgrund der im Rahmen des Gutachtens für Musterhausen getroffenen Annahmen und Prämissen. Aufgrund der beschriebenen Bandbreiten der erforderlichen Ersatzinvestitionen, der Verläufe des Absatzrückgangs, der konkreten Anwendung der KANU 2.0 Methodik sowie der Möglichkeiten zur Weiternutzung einzelner Betriebsmittel, können im Einzelfall in der Praxis in der Höhe abweichende Verläufe eintreten. Beispielhaft ist dies wieder an der Bandbreite zwischen den Kurven der Varianten „High CAPEX“ und „Low CAPEX mit späterer Ersatzinvestition“ dargestellt. Die grundsätzlichen Wirkmechanismen sind jedoch identisch.

Um dem starken Anstieg der Netzentgelte im Gasnetz ab Mitte der 2030er Jahre entgegenzuwirken, wurden bereits in anderen Studien [28] verschiedene Lösungsansätze diskutiert, die eine alternative Verteilung der Kosten und eine finanzielle Entlastung der verbleibenden Netzkunden ermöglichen sollen.

Ein möglicher Ansatz ist eine Zuschusslösung, bei der der Staat finanzielle Mittel bereitstellt, um Netzentgelte ab einem bestimmten Schwellenwert zu subventionieren, indem ein Teil der Erlösobergrenze nicht durch die Verbraucher getragen werden muss. Dies würde die finanzielle Belastung für die verbleibenden Gasnetzkunden reduzieren und könnte die gesellschaftliche Akzeptanz der Transformation erhöhen, indem die Kosten nicht ausschließlich auf eine schrumpfende Nutzergruppe abgewälzt würden.

Ein weiterer Vorschlag sind differenzierte Netztarife, die es ermöglichen, verschiedene Kundengruppen oder Regionen gezielt zu entlasten. So könnten beispielsweise sozial schwächere Haushalte oder Regionen mit besonders hohen Umstrukturierungskosten niedrigere Netzentgelte erhalten.

Durch eine solche Differenzierung ließen sich die Kosten gerechter verteilen und eine übermäßige Belastung bestimmter Gruppen vermeiden. Jedoch kann eine solche Differenzierung aktuell durch die Netzbetreiber nicht vorgenommen werden, da entsprechende Informationen bezüglich Haushaltseinkommen etc. nicht vorlegen. Eine solche Lösung ist daher komplexer als eine Förderung auf der Nachfrageseite.

Die Umlagelösung schlägt hingegen eine bundesweite Verteilung der Netzentgelte vor. Anstatt die steigenden Kosten nur auf die verbleibenden Nutzer der Gasnetze umzulegen, würde eine Umverteilung auf alle Gasnetzkunden erfolgen. Dadurch könnten regionale Unterschiede ausgeglichen und die Kosten der Transformation breiter verteilt werden.

Eine weitere Möglichkeit könnte das Fondslösungs- bzw. Ansparmodell darstellen. Hierbei würde frühzeitig ein Fonds eingerichtet, der durch Beiträge der heutigen Netzkunden gespeist wird. Diese Rücklagen könnten in Zeiten steigender Netzentgelte genutzt werden, um die finanzielle Belastung abzumildern. Ein solches Modell würde dazu beitragen, abrupte Kostensteigerungen zu vermeiden und die Netzentgelte über einen längeren Zeitraum hinweg planbar zu gestalten. Im Kern handelt es sich bei einem Fonds- bzw. Ansparmodell um eine Art „negatives Amortisationskonto“.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der erwartete starke Anstieg der Netzentgelte ab Mitte der 2030er Jahre eine erhebliche Herausforderung für verbleibende Gasnetzkunden darstellt. Verschiedene Lösungsansätze zur Dämpfung der Verbraucherbelastung und somit Allokation der Kostentragung zwischen den Kundengruppen, im Zeitablauf oder zwischen Verbrauchern und dem Staat sollten geprüft werden. Beispiele hierfür sind Zuschüsse, differenzierte Tarife, Umlagen oder ein Fonds- beziehungsweise Ansparsystem. Eine frühzeitige Vorbereitung ist empfehlenswert, um die Bezahlbarkeit langfristig zu sichern. Gegenüber der Kundenseite sollte hierüber hinreichend Transparenz geschaffen werden, um Entscheidungen über die Wirtschaftlichkeit von Investitionen sachgerecht treffen zu können.



Um die für den Low CAPEX-Fall notwendige Planungssicherheit zu schaffen, ist ein gesetzlicher Planungsrahmen erforderlich. Dieser sollte im Rahmen der Umsetzung von Artikel 56 und 57 der EU-Gasrichtlinie 2024/1788 geschaffen werden. Langfristig steigen die Netzkosten in allen Varianten signifikant an. Der erwartete starke Anstieg der Netzentgelte stellt eine erhebliche Herausforderung für verbleibende Gasnetzkunden dar. Verschiedene Lösungsansätze zur Dämpfung der Verbraucherbelastung sollten geprüft werden. Gegenüber der Kundenseite sollte hierüber hinreichend Transparenz geschaffen werden, um Entscheidungen über die Wirtschaftlichkeit von Investitionen sachgerecht treffen zu können.

7.3.1.3 Vergleich der Transformationspfade Elektronen und Moleküle

Ein Vergleich des Elektronen- und Molekül-Szenarios zeigt, dass Unterschiede in der Entwicklung der wesentlichen Parameter erst ab Mitte der 2030er Jahre auftreten. Im Molekül-Szenario sind aufgrund eines geringeren und zeitlich späteren Rückgangs der Methanmengen die Investitionen ins Gasnetz höher. Dementsprechend ist die Entwicklung bzw. der Rückgang des kalkulatorischen Restwertes leicht geringer. Der Anstieg der Erlösobergrenze ist aber aufgrund der Anwendung der KANU 2.0 Methodik und der oben bereits beschriebenen Effekte deutlich höher. Kumuliert liegen

die Investitionen im Molekül-Szenario nur für den Gassektor betrachtet rund 17 % über denen des Elektronen-Szenarios. Dieser Unterschied liegt daran, dass auch im Elektronen-Szenario von einem sehr langen Erhalt des Gasnetzes zur Versorgung immer weniger Kunden ausgegangen wird.

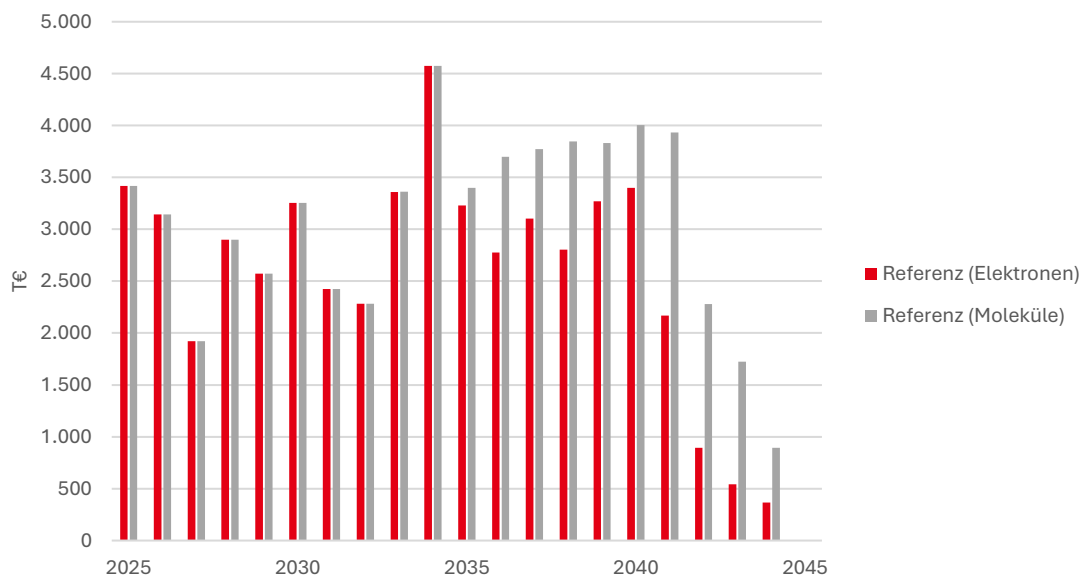


Abbildung 97: Investitionskosten (nominal)

Bei den Netzentgelten zeigt sich die Auswirkung höherer Mengen: Obwohl im Molekül-Szenario mehr investiert wird und ein Anstieg der Erlösobergrenze resultiert, ist die Steigung der Netzentgelte geringer: Es wird lediglich der Faktor 12 statt Faktor 16 erreicht. Dennoch stellt sich auch im Molekül-Szenario trotz im Vergleich zum Elektronen-Szenario geringerem Netzentgeltstieg aufgrund der Mitte der 2030er einsetzenden dynamischen Steigerung die Frage der Zumutbarkeit bzw. Bezahlbarkeit der hohen Preise für die verbleibenden Netzkunden.

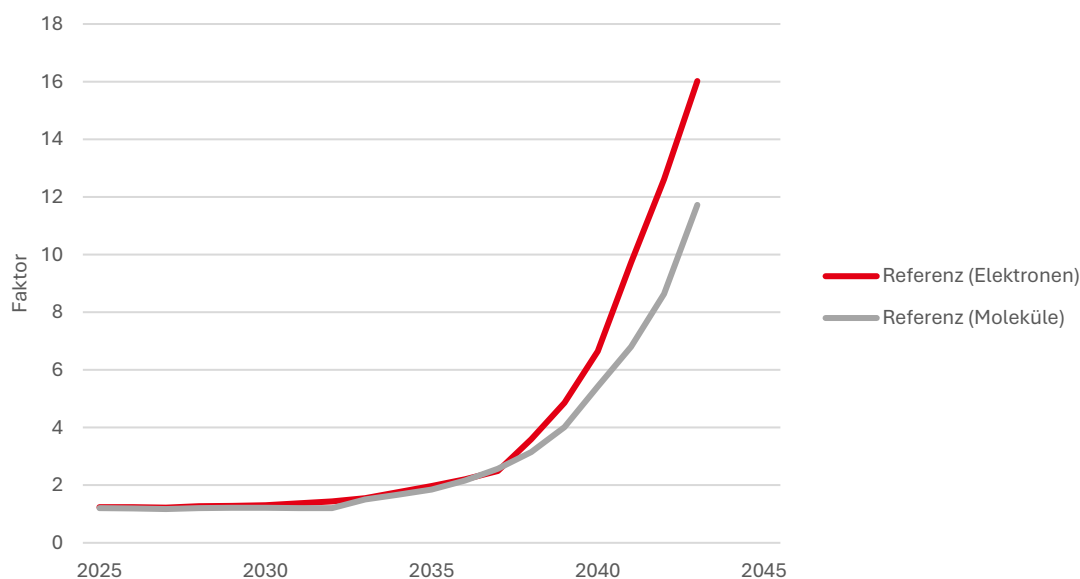


Abbildung 98: Netzkosten (nominal)

Auch wenn Elektronen- und Molekül-Szenario Unterschiede aufweisen, führen diese nicht zu anderen Rückschlüssen: In beiden Szenarien bleiben die Gasnetze in großem Umfang lange Zeit erhalten. Ab Mitte der 2030er Jahre führen auch im Molekül-Szenario immer höhere Netzentgelte zunehmend zu einer Herausforderung für die Bezahlbarkeit auf Kundenseite.



Die Unterschiede zwischen Elektronen- und Molekül-Szenario sind insgesamt gering. Da die Gasnetze in beiden Fällen in der Referenzvariante langfristig nicht erhalten bleiben, steigen unter den gegebenen Annahmen die Netzkosten ab Mitte der 2030er Jahre sehr stark an. Die oben getätigten Aussagen zu einem Einfluss dämpfender Effekte wie der Höhe der Ersatzinvestitionen oder der geordneten Transformation sowie der damit verbundenen Auswirkungen des Anstiegs auf die für die Verbraucher zu entrichtenden Netzkosten gelten entsprechend.

7.3.1.4 Exkurs: Biomethan als Option in ländlichen Gasnetzen

In Regionen mit hohen Biomethan-Potenzialen bietet sich die Möglichkeit, bestehende Gasnetze gezielt weiter zu nutzen, anstatt sie vollständig stillzulegen. Wie in Kapitel 7.2.7 dargestellt, könnte Biomethan insbesondere in ländlichen Gebieten mit hohem Erzeugungspotenzial, älterem Gebäudebestand und bestehender Gasinfrastruktur eine wirtschaftlich tragfähige Rolle in der Wärmeversorgung übernehmen. Eine strategische Integration in die Netzentwicklung könnte dazu beitragen, Sunk Costs zu vermeiden und bestehende Netzstrukturen effizient weiter zu nutzen.

Allerdings bleiben zentrale Herausforderungen bestehen: Die Mengen an verfügbarem Biomethan sind im Vergleich zum heutigen fossilen Gasverbrauch gering und eine flächendeckende Nutzung ist aufgrund der regional stark schwankenden Potenziale nicht zielführend. Daher erscheint es sinnvoll, gezielt Biomethan-Cluster auszuweisen, in denen die Erzeugung und Nutzung von Biomethan wirtschaftlich darstellbar ist. Ein entscheidender Aspekt ist hierbei die Frage, wie sich die Netznutzungskosten entwickeln, wenn Biomethan-Netze in bestimmten Teilregionen weiterbetrieben werden, während andere Bereiche des Gasnetzes auf Wasserstoff umgestellt oder stillgelegt werden.

In diesem Kapitel wird daher untersucht, welche spezifischen Herausforderungen für Regionen mit hoher Biomethan-Einspeisung entstehen. Dazu wird im Vergleich zur Referenz-Variante analysiert, welche zusätzlichen Kosten durch den Netzanschluss von Biomethan-Anlagen entstehen und wie sich diese auf die Netznutzungsentgelte auswirken. Während Kapitel 7.2.7 eine ausführliche technische Analyse der Biomethan-Potenziale und der übergeordneten Netzintegration geliefert hat, liegt der Fokus hier auf der detaillierten Kostenbetrachtung und den Auswirkungen unterschiedlicher Weiternutzungskonzepte. Insbesondere wird der Einfluss eines gezielten Biomethan-Cluster-Konzepts auf Investitionsbedarf, kalkulatorischen Restwert, Erlösobergrenze und Netzentgelte untersucht. Abschließend wird skizziert, welchen weiteren Handlungs- und Untersuchungsbedarf es für die Implementierung eines solchen Konzepts gibt.

Mehrkosten ohne Weiternutzungskonzept

In den folgenden Grafiken werden die Unterschiede der beiden Varianten untereinander und zur Referenzvariante Moleküle anhand wirtschaftlicher Kennzahlen herausgearbeitet. Zuerst erfolgt der Vergleich der Referenzvariante Moleküle mit der Biomethanvariante ohne Weiternutzungskonzept.

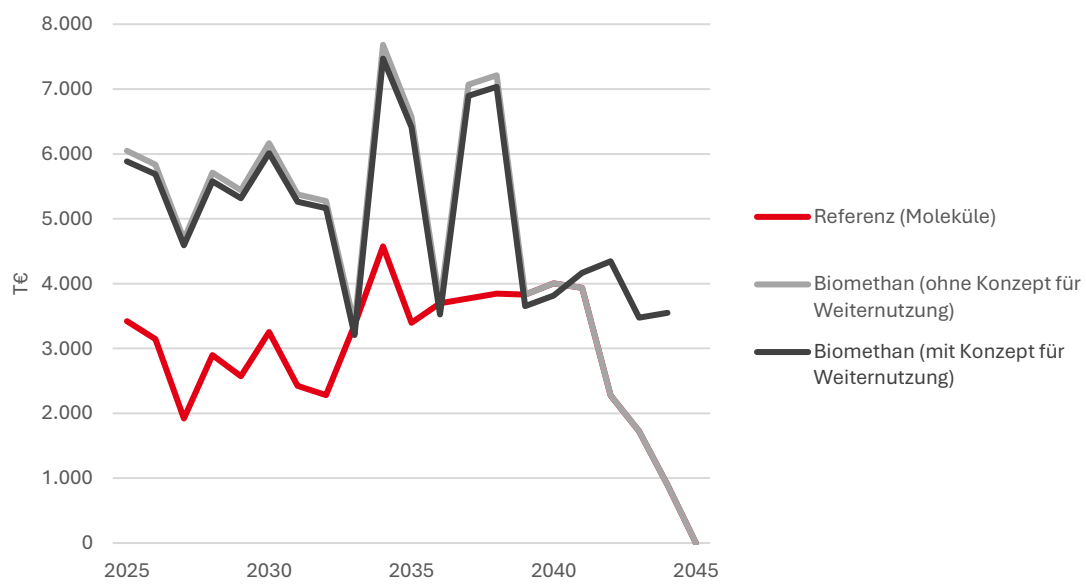


Abbildung 99: Investitionskosten in den Biomethan-Varianten (nominal)

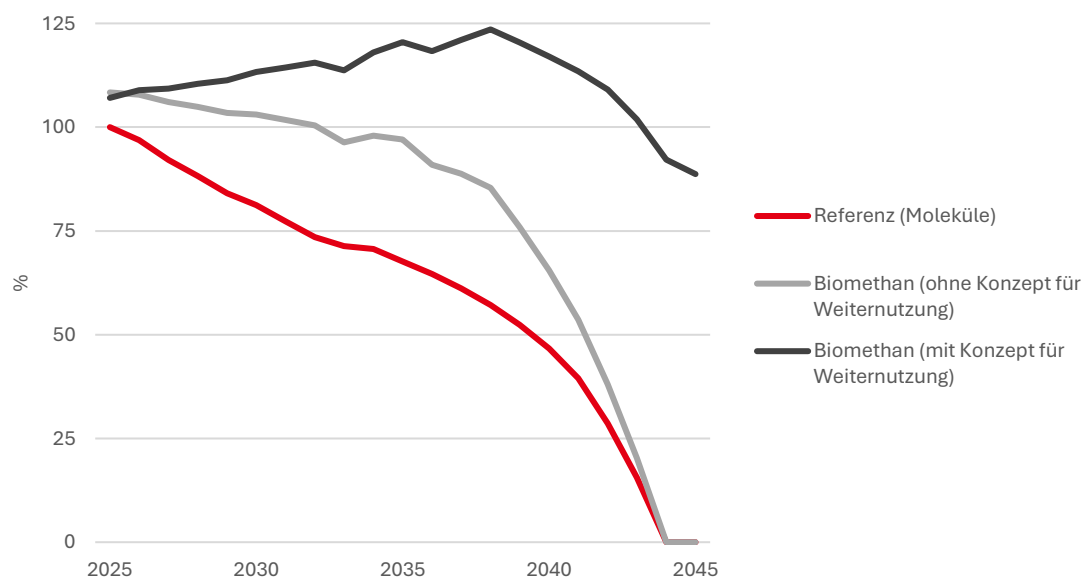


Abbildung 100: Kalkulatorischer Restwert in den Biomethan-Varianten (nominal)

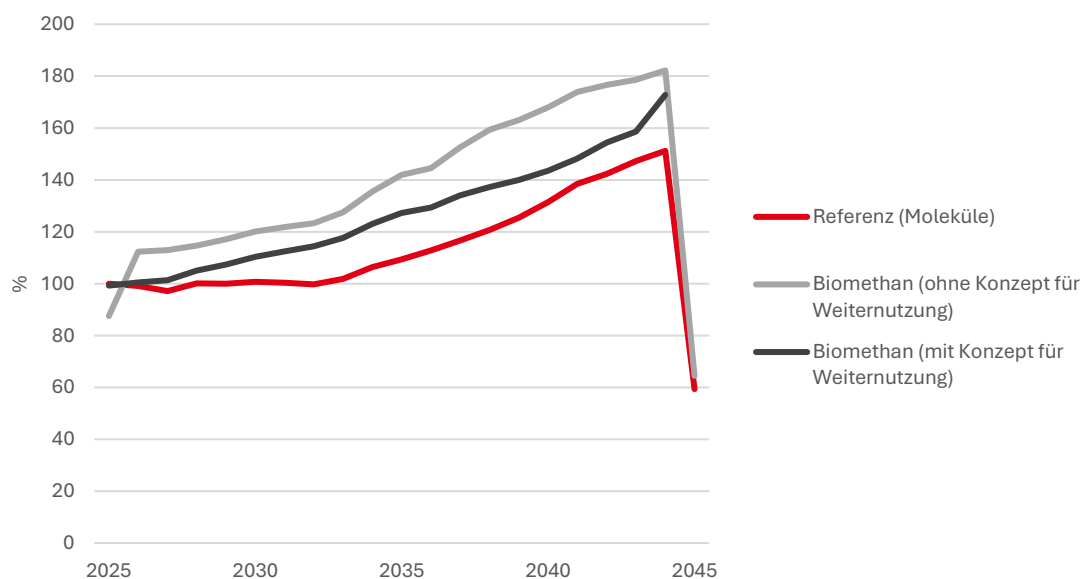


Abbildung 101: Erlösobergrenze in den Biomethan-Varianten (nominal)

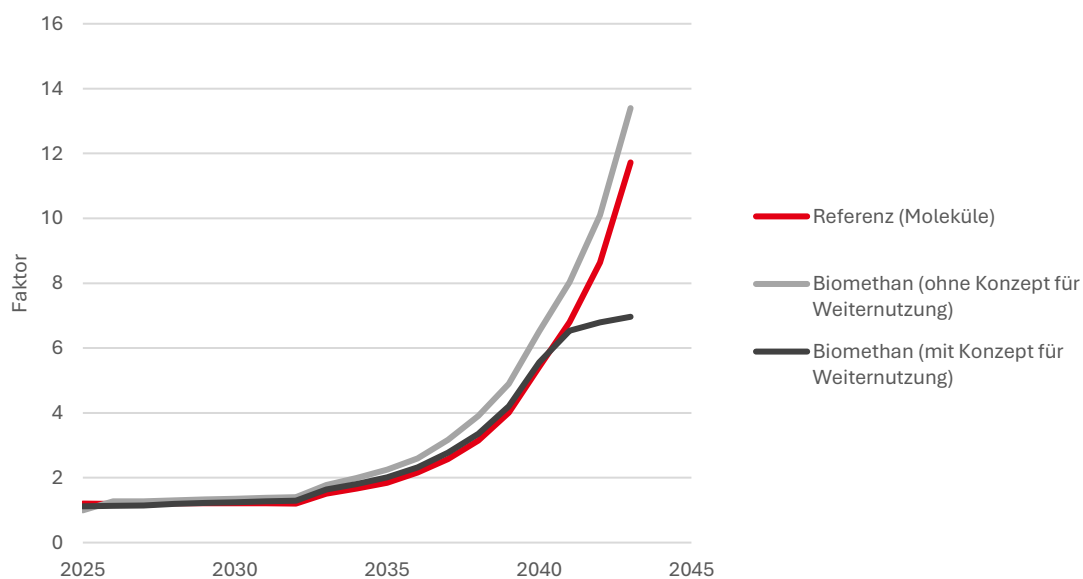


Abbildung 102: Netzkosten in den Biomethan-Varianten (nominal)

Die Kosten für die Erstellung von Biogasanschlüssen werden über die Biogasumlage gewälzt und bundesweit verteilt. Auf eine Differenzierung der Kostenerstattung über die Biogasumlage im Vergleich zu einer Kostenwälzung in die Erlösobergrenze wurde hier aus Vereinfachungsgründen verzichtet.

Aufgrund der Einspeisungen der Biomethananlagen liegen die Investitionsbedarfe in Summe rund 60 % über den Investitionsbedarfen des Referenznetzes. Dennoch wird das Netz 2045 in diesem Beispiel komplett stillgelegt, da kein Konzept für die Weiternutzung besteht. Entsprechend der höheren Investitionsbedarfe sind auch kalkulatorischer Restwert und Erlösobergrenze höher. Die

Netzentgelte steigen durch die Refinanzierung des zusätzlichen Netzanschlusses der Biomethananlagen nochmals stärker an. Ohne ein Weiternutzungskonzept führt der Netzanschluss zusätzlicher Biomethananlagen zu erheblichen Mehrkosten, die von den verbleibenden Netznutzern getragen werden müssen.

Weiternutzungskonzepte führen zu einer Abmilderung der Netzentgeltsteigerungen für Verbraucher

Von einer Weiternutzung eines Teils des heutigen Gasnetzes geht die zweite Biomethanvariante aus. Mögliche Weiternutzungskonzepte mit Biomethan können jedoch nicht generell in allen Gasnetzen unterstellt werden. Die Verfügbarkeit von Biomethan ist in Summe limitiert und zudem i.d.R. eher in ländlichen Regionen gegeben. Gleichwohl gibt es Regionen mit entsprechenden regionalen Häufungen von Biomethan-Einspeisungen aufgrund entsprechender regionaler Verfügbarkeiten der Substrate. Für solche Regionen können entsprechende Weiternutzungskonzepte sinnvoll sein.

Aufgrund der hohen Biomethan-Einspeisung wird in diesem Beispiel bzw. unter dieser Annahme rund die Hälfte des Gasnetzes für die Verteilung von Biomethan erhalten (das dann auch nicht über KANU 2.0 bis 2045 abgeschrieben wird). Bei den Investitionen lässt sich beobachten, dass diese bis 2040 vergleichbar hoch sind wie in der Biomethan-Variante ohne Weiternutzungskonzept. Dann bleiben die Investitionen jedoch erhalten, weil es auch weiter ein Gasnetz gibt in das investiert wird. Daher ergibt sich im Vergleich zur Biomethan-Variante ohne Weiternutzung ein leicht höherer kumulierter Investitionsbedarf. Entsprechend bleibt der kalkulatorische Restwert hoch und liegt im Jahr 2045 nur rund 17 % unterhalb des 2025er Wertes.

Die Erlösobergrenze steigt weniger stark an, weil ein Großteil der Assets weiter genutzt werden kann und somit unterstellt wird, dass diese nicht der verkürzten Abschreibungsdauer von KANU unterliegen. Dementsprechend deutlich ist der Effekt auch bei den Netzentgelten. Für alle Netznutzer (auch die, die nicht von der Weiternutzung von Biomethan betroffen sind) steigen die Netzentgelte in der Spitze um den Faktor 7 statt fast Faktor 14 im Fall ohne Nachnutzung.

Ein Konzept zur Weiternutzung bestehender Gasinfrastruktur für Biomethan kann die Netzentgeltsteigerung für Verbraucher somit im Ergebnis deutlich abmildern. Dadurch wird die Bezahlbarkeit für den Netzkunden verbessert. Es bleiben aber dennoch sehr hohe Netzentgeltsteigerungen ab Mitte der 2030er Jahre, die in ihrer Höhe nicht allein von den Netzkunden getragen werden können.



Ein Konzept zur Weiternutzung bestehender Gasinfrastruktur für Biomethan kann die Steigerung der Netzkosten deutlich abmildern. Dadurch wird die Bezahlbarkeit für den Netzkunden zwar verbessert, es bleiben aber Kostensteigerungen ab Mitte der 2030er Jahre, die in ihrer Höhe nicht allein von den Netzkunden getragen werden können.

Biomethan-Cluster im Verteilnetz als Option der Weiternutzung

Die Transformation der Gasversorgung in Richtung Klimaneutralität stellt die Frage nach der zukünftigen Nutzung bestehender Gasnetze. Während die fossile Gasversorgung ausläuft, eröffnen erneuerbare Gase wie Biomethan neue Perspektiven für eine Weiternutzung dieser Infrastruktur. Eine

strategische Integration von Biomethan in die Netzentwicklung kann dazu beitragen, bestehende Netzstrukturen effizient zu nutzen und eine wirtschaftlich tragfähige Versorgung sicherzustellen.

Die zukünftige Rolle der Gasnetze hängt maßgeblich von einer langfristigen und koordinierten Netzentwicklungsplanung ab. In dieser sollten Strom-, Gas-, Wasserstoff- und Wärmenetze gemeinsam betrachtet werden, um Synergien zu nutzen und redundante Investitionen zu vermeiden. Während bestimmte Netzbereiche perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt oder stillgelegt werden, können andere gezielt für die Einspeisung von Biomethan erhalten bleiben. Entscheidend ist eine klare Planung, um einerseits Investitionssicherheit zu gewährleisten und andererseits eine volkswirtschaftlich sinnvolle Aufteilung der Netzkosten zu ermöglichen.

Biomethan kann bei ausreichenden regionalen Potenzialen eine Schlüsselrolle spielen. Eine gezielte Integration von Biomethan in bestehende Netze kann dazu beitragen, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, Zielvorgaben bei der Wärmebereitstellung zu erreichen und bestehende Infrastruktur sinnvoll weiter zu nutzen. Gleichzeitig müssen Wechselwirkungen mit Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt werden, um langfristige Konflikte zwischen verschiedenen Gasarten zu vermeiden.

Um eine wirtschaftlich sinnvolle Weiternutzung von Gasnetzen für Biomethan sicherzustellen, sollte geprüft werden, einzelne Regionen oder Netzgebiete mit einem hohen Biomethanpotenzial als Vorranggebiete oder Netzcluster auszuweisen. Fokussiert man dabei hinsichtlich der Anwendungsfälle auf die Wärmenutzung, so hat dies den zusätzlichen Vorteil, dass die Wirtschaftlichkeit des Netzes nicht von wenigen starken Abnehmern abhängt. Geeignete Regionen für solche Biomethan-Cluster erfüllen drei Eigenschaften:

1. Es ist eine ausreichende Biomethanerzeugung oder ein entsprechendes Potenzial in der Region vorhanden.
2. Der Gebäudebestand ist tendenziell älter. Aufgrund ihrer hohen Sanierungstiefe sind ältere Gebäude für eine Nutzung von Wärmepumpen weniger geeignet.
3. Es existiert ein Gasverteilnetz, um die Verteilung des Biomethans zu gewährleisten.

Ein weiterer zentraler Baustein ist die saisonale Speicherung von Biomethan in geeigneten Gasspeichern. Diese Speicher können mit Biomethan-Clustern über Teile des heutigen Fernleitungsnetzes verbunden werden, die nicht für den Transport von Wasserstoff benötigt werden. Die Frage, ob solche Biomethan-Cluster wirtschaftlich gegenüber anderen erneuerbaren Alternativen für die Wärmebereitstellung sind, muss mit regional spezifischen Analysen beantwortet werden. Insgesamt zeigen die Ergebnisse der aufgezeigten Analysen aber, dass eine Weiternutzung bestehender Infrastrukturen deutliche Vorteile im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit bei der Transformation der Gasnetze haben können.



Biomethan-Cluster können in Regionen mit hohen Biomethan-Erzeugungspotenzialen und geeigneter Infrastruktur eine wirtschaftlich tragfähige Option zur Weiternutzung bestehender Gasnetze darstellen, wobei eine koordinierte Planung mit anderen Energienetzen entscheidend ist, um langfristige Synergien zu nutzen und Investitionssicherheit zu gewährleisten. Ob ein Biomethan-Cluster wirtschaftlich tragbar ist, muss anhand der lokalen Gegebenheiten spezifisch untersucht werden.

7.3.2 Hochlauf des Wasserstoffnetzes am Beispiel Musterhausen

In diesem Kapitel wird die Entwicklung der entsprechenden Kennziffern des oben beschriebenen Hochlaufs von Wasserstoff bzw. Wasserstoffnetzen aus Betreiber- und Verbraucherperspektive für das Beispiel Musterhausen analysiert. Da sich Elektronen- und Molekül-Transformationspfad hier in den Mengen bzw. der Nachfrage nach Wasserstoff deutlich unterscheiden, werden jeweils die Auswirkungen beider Transformationspfade aufgezeigt.

Die Zeitpunkte der Nachfrage nach Wasserstoff können sich in den einzelnen Netzgebieten sehr stark unterscheiden. Sie hängen maßgeblich von den Bedürfnissen der Kunden (z. B. Industrie), dem Bedarf für Erzeugung in Wärmenetzen, der Entfernung zum Kernnetz, der mengenmäßigen Verfügbarkeit sowie der preislichen Ausgestaltung und somit der Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff ab. Die Aussagen zu konkreten Zeitpunkten und Mengen lassen sich daher nicht verallgemeinern. Ziel dieser Studie ist dennoch, die grundsätzlichen Effekte aufzuzeigen.

In einem ersten Schritt werden wie oben auch für das Methannetz die Investitionsbedarfe, die kalkulatorischen Restwerte, Erlösobergrenzen und Netzentgelte in der Referenz-Variante gezeigt. Grundlage der Berechnungen sind die bereits dargestellten Verlaufspfade. Bezüglich der Berechnung der Parameter wurde unterstellt, dass es sich bei Musterhausen um Leitungen des Verteilnetzes handelt. Das bedeutet, dass die Leitungen nicht Bestandteil des Kernnetzes werden und somit auch kein Amortisationskonto Anwendung findet. Die Berechnungen sind unter der Maßgabe der Anwendung und Fortschreibung der Wasserstoff-Netzentgeltverordnung durchgeführt.

Deutlich höhere Wasserstoff-Netzentgelte im Elektronen-Szenario

Da im Molekül-Szenario ein Wasserstoffnetz entsteht, welches deutlich umfangreicher ist und mehr Kunden bedient, sind unter den getroffenen Annahmen zum Anteil und zeitlichen Verlauf der Umwidmungen bestehender Erdgasleitungen und damit verbunden dem Umfang der erforderlichen Neuinvestitionen sowie dem zeitlichen Verlauf der kundenseitigen Nachfrage nach Wasserstoff die Investitionen kumuliert deutlich höher im Vergleich zum Elektronen-Szenario. Entsprechend der unterschiedlichen Investitionsbedarfe sind auch der kalkulatorische Restwert und die Erlösobergrenze im Molekül-Szenario deutlich höher als im Elektronen-Szenario.

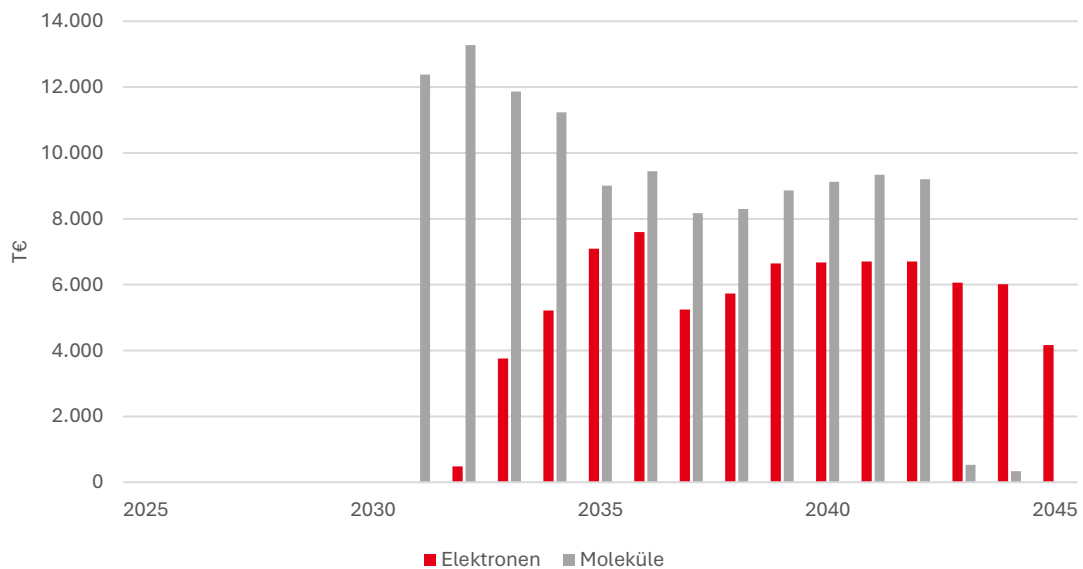


Abbildung 103: Investitionskosten in den Wasserstoff-Varianten (nominal)

Bei den Netzentgelten ergibt sich das umgekehrte Bild: Wegen deutlich höherer Energiemengen im Molekül-Szenario sind die Netzentgelte pro Jahr in dem Wasserstoff verfügbar ist deutlich niedriger als im Elektronen-Szenario. Die Ergebnisse zeigen, dass im vorliegenden Beispiel die Netzentgelte im Wasserstoff ein Vielfaches der heutigen Methan-Netzentgelte betragen. Insbesondere im Elektronen-Szenario kann unterstellt werden, dass diese für den Netznutzer nicht tragbar sind.

Deshalb müssen Ansätze wie beispielsweise eine Vorfinanzierung analog zum Amortisationskonto im Fernleitungsnetz sowie eine Einführung zulässiger Finanztransfers gem. Art. 5 Abs. 4 der EU-Gas-VO diskutiert werden [70], um tragbare Netzentgelte zu gewährleisten, wenn Wasserstoffnetze auch im Verteilnetz erforderlich sind. Solche Finanztransfers lassen sich so ausgestalten, dass aufgrund der systemischen Effizienzen durch Umstellung bestehender Erdgasnetze ein Teil der für den Wasserstoffnetzbetrieb entstehenden Kostenbelastung durch an das Erdgasnetz angeschlossene Verbraucher getragen würde.

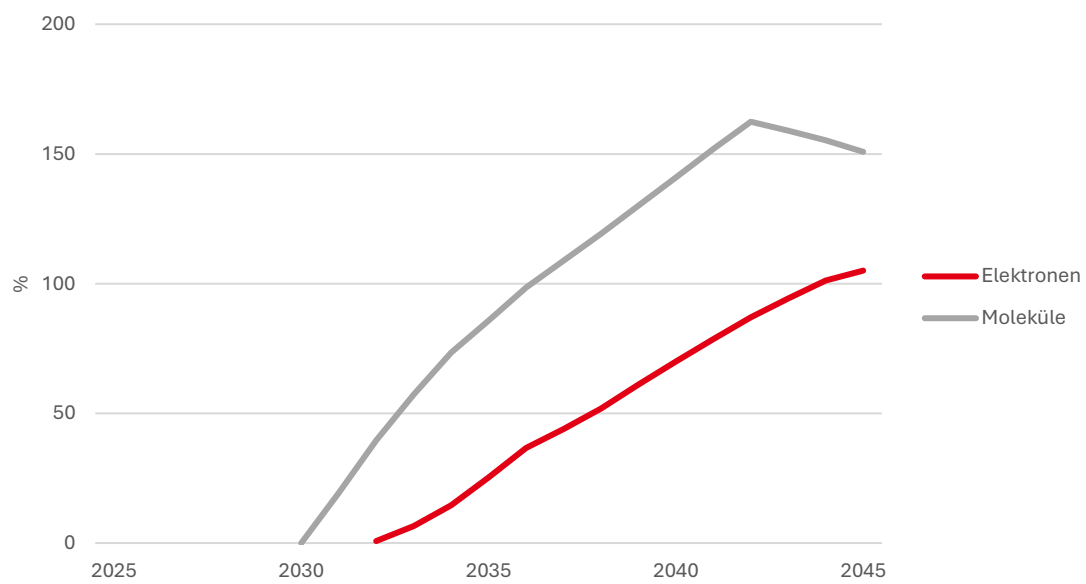


Abbildung 104: Kalkulatorischer Restwert (nominal) in den Wasserstoff-Varianten (relativ zum kalk. RW Methan 2025)

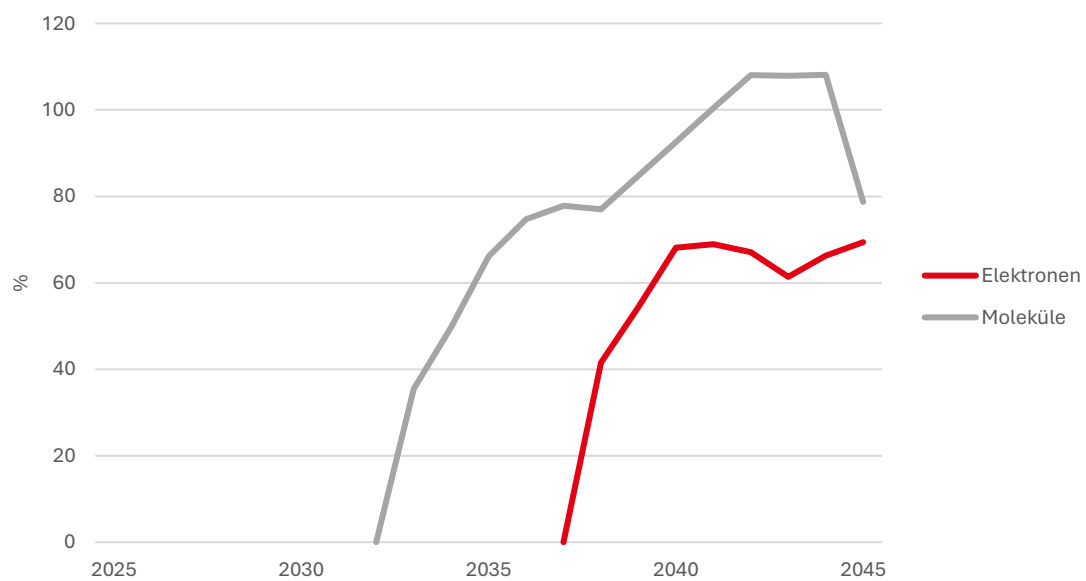


Abbildung 105: Erlösobergrenze (nominal) in den Wasserstoff-Varianten (relativ zur EOG Methan 2025)

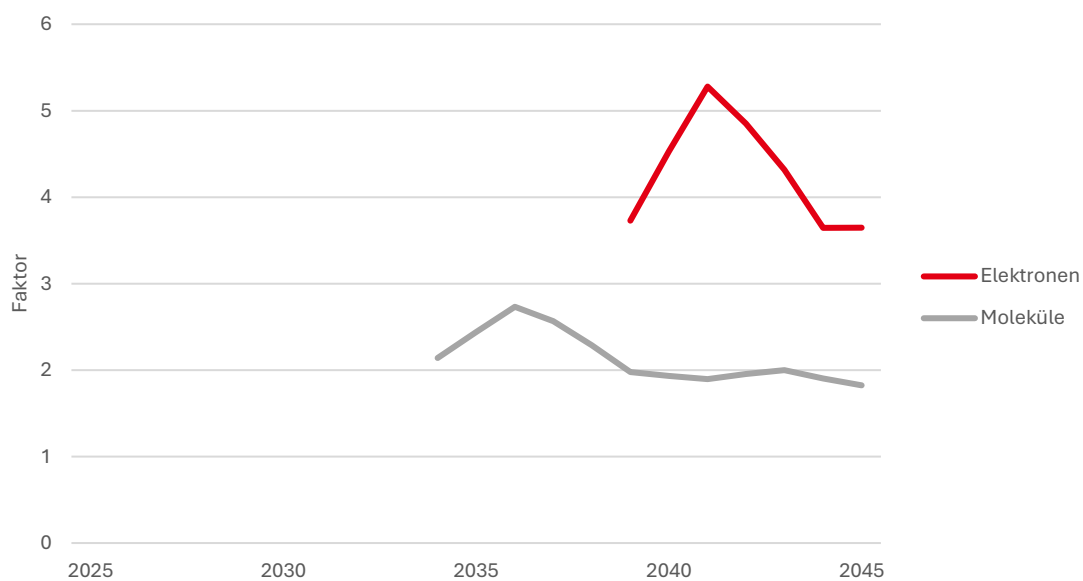


Abbildung 106: Normierte Netzkosten (nominal) (relativ zu Netzkosten Methan 2025)



Der Aufbau der Wasserstoffnetze erfordert zusätzliche Mechanismen zur Reduktion der Verbraucherbelastung. Insbesondere im Elektronen-Szenario liegen die erwarteten H₂-Netzentgelte deutlich über den heutigen Methan-Netzentgelten. Eine Lösung, um tragbare Netzentgelte zu gewährleisten, könnte eine Vorfinanzierung z. B. über zulässige Finanztransfers gem. Art 5 Abs 4 der EU-Gas-VO und/oder ein Amortisationskonto sein.

Herausforderungen bei der Finanzierung eines frühzeitigen Wasserstoffnetzaufbaus

Wie bereits zuvor erläutert, wird der Zeitpunkt, zu dem Wasserstoff in einem Netzgebiet verfügbar wird, sehr stark variieren. Pauschale bzw. allgemeingültige Aussagen sind daher nur sehr eingeschränkt möglich.

Um die Auswirkung einer früheren Verfügbarkeit zu untersuchen, wurde neben dem Referenzfall, in dem eine Wasserstoffinfrastruktur im Verteilnetz erst nach 2035 benötigt wird, auch eine Variante einer beschleunigten Transformation betrachtet. Hier wurde angenommen, dass das Wasserstoffverteilnetz aufgrund einer entsprechenden Nachfrage bereits vor 2030 aufgebaut wird.

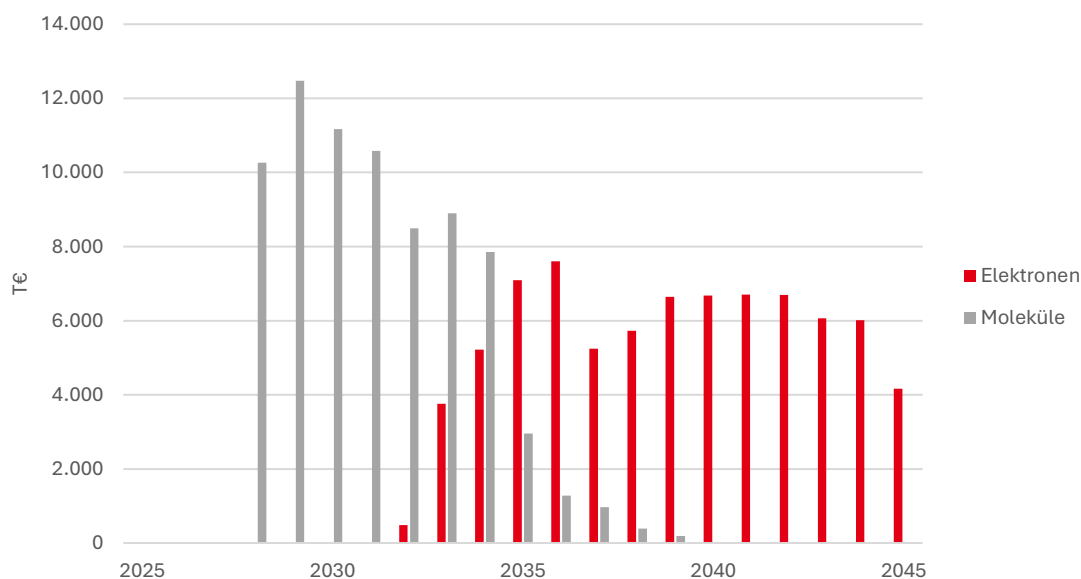


Abbildung 107: Investitionskosten (nominal) in den Wasserstoff-Varianten

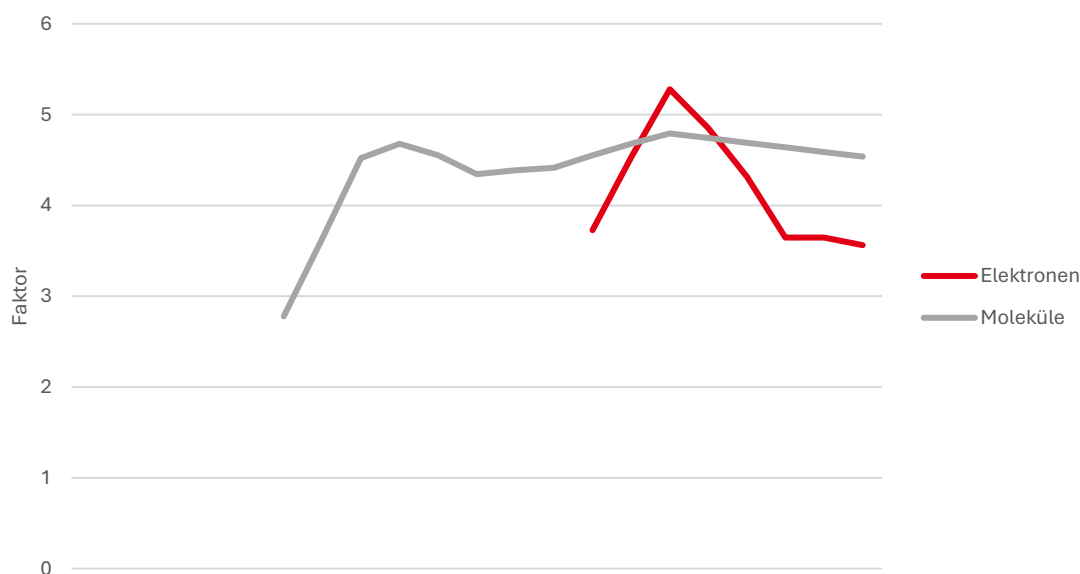


Abbildung 108: Normierte Netzkosten (nominal) in den Wasserstoff-Varianten

Während die Gesamtsumme der Investitionen über den gesamten Betrachtungszeitraum im Referenz-Fall und in der beschleunigten Transformation nur geringfügig voneinander abweicht, zeigen sich deutliche Unterschiede im zeitlichen Verlauf. In der beschleunigten Transformation werden die Investitionen früher und in einem kürzeren Zeitraum getätigt. Da bei dieser früheren Bedienung der Wasserstoffnachfrage die Methanleitungen noch in deutlich stärkerem Umfang für den Methanbetrieb benötigt werden, können Umwidmungen von Bestandsleitungen nur in geringerem Umfang erfolgen. Dies führt dazu, dass in frühen Jahren deutlich verstärkt Neubauten erforderlich sind. Dies

hat entsprechende Auswirkungen auf die Investitionskosten, was zusätzliche Herausforderungen in der Finanzierung mit sich bringt.

Die Netzentgelte liegen in beiden Varianten in einer ähnlichen Größenordnung und sind im Vergleich zu den heutigen Erdgas-Netzentgelten ca. um das Vierfache höher. In Anbetracht dieser Höhe der Netzentgelte für Verbraucher stellt sich daher auch bei der Variante der beschleunigten Transformation die Frage nach einer möglichen Vorfinanzierung über beispielsweise zulässige Finanztransfers gem. Art. 5 Abs. 4 der EU-Gas-VO und/oder ein Amortisationskonto, um die Bezahlbarkeit aus Kundenperspektive gewährleisten zu können.



Die beschleunigte Transformation erfordert frühere Investitionen, ohne die Gesamtsumme wesentlich zu verändern. Leitungen werden noch in deutlich stärkerem Umfang für den Methanbetrieb benötigt. Dies führt dazu, dass in frühen Jahren deutlich verstärkt Neubauten erforderlich sind mit entsprechenden Auswirkungen auf die Investitionskosten. Das führt finanzierungsseitig zu zusätzlichen Herausforderungen. Aufgrund sehr hoher Netzkosten bleibt auch hier die Frage der Vorfinanzierung entscheidend für die Bezahlbarkeit aus Kundensicht.

Liquiditätsentwicklung

Sowohl in der Referenz-Variante als auch bei der Variante der beschleunigten Transformation ist das Cashflow-Profil in den ersten Jahren, wenn die Infrastruktur aufgebaut wird, deutlich negativ. Neuinvestitionen stehen nur in sehr geringem Umfang Erlöse aus der Netznutzung gegenüber. Im Fall der beschleunigten Transformation fallen die Investitionen sowohl der Größe nach höher als auch zeitlich früher an. Hieraus ergeben sich deutliche Rückwirkungen auf die Liquiditätsbedarfe. Im Umkehrschluss werden aber auch zeitlich früher Erlöse aus der Netznutzung Wasserstoff erzielt, weshalb hier ab Mitte der 2030er Jahre positive Cashflow-Entwicklungen resultieren.

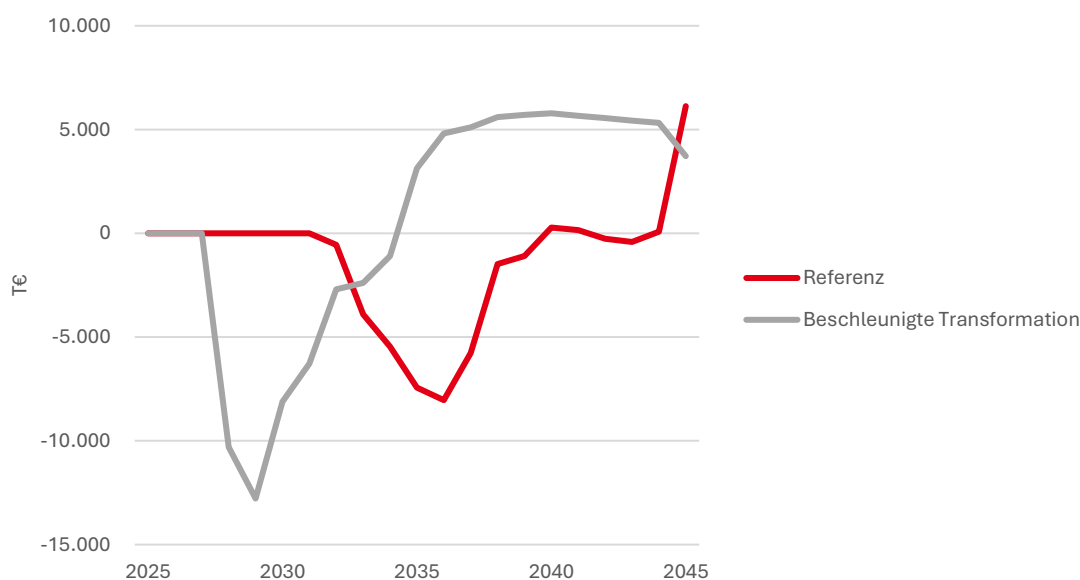


Abbildung 109: Cashflow (nominal)



Der Zeitpunkt der Realisierung der H₂-Investitionen bestimmt maßgeblich die Liquiditätsentwicklung. Je früher die Investitionen anfallen, desto höher sind die Herausforderungen für die Finanzierung, da Umwidmungen noch nicht möglich sind und den Neuinvestitionen noch keine bzw. nur wenig Erlöse gegenüberstehen.

Amortisationskonto zur Finanzierung

Die kostenbasierte Netzentgeltermittlung führt zu H₂-Netzentgelten, die – je nach Szenario – ein Vielfaches der heutigen Netzentgelte im Methan-Verteilnetz betragen könnten. Insbesondere im Elektronen-Szenario zeigt sich, dass die prognostizierten Netzentgelte teilweise mehr als das Fünffache der heutigen Methan-Netzentgelte betragen. Hinsichtlich der Bezahlbarkeit für Verbraucher sind diese vermutlich schwer tragbar.

Unterstützende Finanzierungsmaßnahmen sollten daher geprüft werden, um den Aufbau des Wasserstoff-Verteilnetzes zu ermöglichen und die finanzielle Belastung für Verbraucher zu reduzieren. Ein Amortisationskonto für das Verteilnetz könnte einen möglichen Lösungsweg darstellen. Es sollte untersucht werden, ob, analog zum Wasserstoffkernnetz, sowohl eine intertemporale Kostenallokation als auch eine Deckelung der Netzentgelte auf Verteilnetzebene sinnvoll und zielführend sind.

Eine Integration der Verteilnetzebene in die Finanzierungsstruktur des Wasserstoff-Kernnetzes wäre eine regulatorische Umsetzungsmöglichkeit – ein einheitlicher Ordnungsrahmen für sämtliche Wasserstoffnetze könnte etwaigen Ineffizienzen entgegenwirken. Für ein separates Amortisationskonto für Verteilnetze spricht nicht nur, dass die Integration in den Finanzierungsmechanismus des Kernnetzes aufgrund der zersplitterten Verteilnetzbetreiber-Landschaft viel zu kompliziert wäre, sondern auch, dass die Hochlaufphase des Kernnetzes zeitlich nicht mit dem – darüber hinaus regional zeitlich sehr unterschiedlichen – Aufbau des Verteilnetzes übereinstimmt. Der gesetzlich verankerte Zeithorizont für die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes wurde ohne die Berücksichtigung der Verteilnetze ausgelegt. Die Modellierungsergebnisse legen nahe, dass auch eine staatliche Absicherung für Verteilnetze notwendig sein könnte, um Planungssicherheit und ein positives Investitionsklima zu schaffen. Eine Vorfinanzierung durch ein Amortisationskonto auch für das Verteilnetz sollte daher geprüft werden, um hohe H₂-Netzentgelte abzufedern und die Bezahlbarkeit für Verbraucher zu sichern. Die Einführung eines solchen Systems sollte angestrebt werden. Ein Amortisationskonto erscheint aufgrund der zersplitterten Verteilnetzbetreiber-Landschaft allerdings nur praktikabel, wenn im Falle des Scheiterns kein Netzbetreiber für den anderen haften muss und wenn es durch eine zentrale Stelle (z. B. BNetzA) geführt wird.

Neben dem Amortisationskonto könnte auch eine Finanzierung des Hochlaufs des Wasserstoff-Verteilnetzes über zulässige Finanztransfers gem. Art. 5 Abs. 4 EU-Gas-VO ein möglicher Ansatz sein. Auch eine Kombination aus beiden Instrumenten wäre sehr gut denkbar. Wenn zunächst der zulässige Finanztransfer gem. Art. 5 Abs. 4 EU-Gas-VO zur Anwendung käme, könnten aufgrund der dann noch hohen Durchleitungsmengen im Gasnetz Kosten durch die potenziellen Nutzer des Wasserstoffnetzes getragen werden und so bei einer danach folgenden Anwendung eines Amortisationskontos die darüber zu deckenden Finanzbeträge reduziert werden.

7.3.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

7.3.3.1 Entwicklung des Methannetzes

Energiesystem

Das Methannetz spielt eine zentrale Rolle in der Energiewende, da es als Brückentechnologie den Übergang zu einer klimaneutralen Energieversorgung ermöglicht. Die Investitionen in das Gasnetz sind im Vergleich zur Vergangenheit rückläufig, dennoch muss der technisch sichere Netzbetrieb weiterhin gewährleistet bleiben. Die Unterschiede zwischen Elektronen- und Molekül-Szenario sind gering, da die Methannetze in beiden Fällen langfristig betrieben werden.

Ein besonderer Aspekt des Methannetzes ist die Nutzung von Biomethan als erneuerbarer Energieträger. Biomethan hat insbesondere in ländlichen Regionen das Potenzial, zur Klimaneutralität beizutragen, wo es als Alternative zu fossilen Brennstoffen eingesetzt werden kann. Allerdings birgt eine ungesteuerte Einspeisung von Biomethananlagen Risiken: In Teilnetzen, die für die Umwidmung auf Wasserstoff vorgesehen sind, könnten Lock-In-Effekte entstehen, die eine spätere Umwidmung erschweren. In Teilnetzen, die für die Stilllegung vorgesehen sind, könnten Sunk Costs entstehen, da Investitionen in Assets getätigt werden, die nicht über ihre gesamte Lebensdauer genutzt werden können. Ein mögliches Konzept zur Nachnutzung sind Biomethancluster, bei denen Teilnetze in Regionen mit hohem Biomethanerzeugungspotenzial, bestehender Gasinfrastruktur und älterer Gebäudestruktur erhalten bleiben.

Wirtschaftlichkeit

Die Investitionen in das Gasnetz fallen in Zukunft deutlich geringer aus als in der Vergangenheit, da keine Erweiterungen mehr vorgesehen sind. Stattdessen konzentrieren sie sich ausschließlich auf Ersatzinvestitionen, die für die Betriebssicherheit erforderlich sind. Durch eine gezielte Steuerung der Transformation und eine frühzeitige Stilllegung nicht mehr benötigter Teilnetze kann der Investitionsbedarf weiter reduziert werden.

Ein zentraler Hebel zur Optimierung der Investitionen ist die Umsetzung der in Kapitel 3 beschriebenen Maßnahmen für eine verbesserte und koordinierte sowie insbesondere vorausschauende Netzplanung. Die Einführung verpflichtender Transformationspläne auf Verteilnetzebene, wie sie in der EU-Gasrichtlinie vorgesehen ist, schafft hier eine klare Entscheidungsgrundlage und ermöglicht eine wirtschaftlich effiziente Stilllegung von Netzabschnitten.

Trotz der rückläufigen Investitionstätigkeit bleibt der Cashflow in der Sparte Gas durchgängig positiv, insbesondere nach Beginn der Stilllegungen, wenn Betriebskosten und Ersatzinvestitionen entfallen, während die Abschreibungen weiterhin positive Erlöse generieren. Allerdings reicht dieser positive Cashflow nicht aus, um die negativen Cashflows aus anderen Sparten, insbesondere der Wasserstoffinfrastruktur, auszugleichen. Daher bleibt eine externe Kapitalzufuhr auf Unternehmensebene weiterhin erforderlich.

Bezahlbarkeit

Für die Netzkunden ist die langfristige Bezahlbarkeit der Netzentgelte ein zentrales Anliegen. Der erwartete Anstieg der Netzentgelte, der insbesondere ab Mitte der 2030er Jahre spürbar wird,

erfordert frühzeitige Vorbereitungen. Zur Abmilderung der Belastungen könnten verschiedene Lösungsansätze wie Zuschüsse, differenzierte Tarife, Umlagen oder ein Fondssystem geprüft werden. Diese Maßnahmen könnten eine bessere Verteilung der Lasten ermöglichen und die Bezahlbarkeit für die Endkunden sicherstellen.

7.3.3.2 Entwicklung des Wasserstoffnetzes

Energiesystem

Der Aufbau von Wasserstoffnetzen ist ein zentraler Baustein der Energiewende, insbesondere für die Dekarbonisierung der Industrie. Die Transformation hin zu einer Wasserstoffinfrastruktur erfordert jedoch erhebliche Investitionen, die zeitlich und regional stark variieren können. Die Nachfrage nach Wasserstoff hängt maßgeblich von den Bedürfnissen der Kunden, der Entfernung zum Kernnetz, der mengenmäßigen Verfügbarkeit und der preislichen Wettbewerbsfähigkeit ab. Eine beschleunigte Transformation würde frühere Investitionen erfordern. Dies stellt eine zusätzliche Herausforderung dar, da Umwidmungen von Methanleitungen noch nicht möglich sind und den Neuinvestitionen zunächst nur wenig Erlöse gegenüberstehen.

Wirtschaftlichkeit

Aus Sicht der Netzbetreiber ist die Finanzierung des Wasserstoffnetzes eine zentrale Herausforderung. Der Aufbau der Infrastruktur erfordert eine Vorfinanzierung, um tragbare Netzentgelte zu gewährleisten. Besonders im Elektronen-Szenario liegen die H₂-Netzentgelte aufgrund der geringeren Mengen deutlich über den heutigen Methan-Netzentgelten. Zur Refinanzierung des H₂-Netzbetriebs ist eine Einbindung in das regulierte System empfehlenswert, um langfristige Planungssicherheit zu schaffen. Zulässige Finanztransfers gem. Art. 5 Abs. 4 der EU-Gas-VO und/oder die Einführung eines Amortisationskontos auch für das Verteilnetz könnten ein geeigneter Ansatz sein, um den Hochlauf zu unterstützen und die Belastungen für Verbraucher zu begrenzen.

Bezahlbarkeit

Für die Endkunden ist die Bezahlbarkeit der Wasserstoffnetzentgelte ein zentrales Thema. Die hohen Netzentgelte, die insbesondere in der Anfangsphase anfallen, stellen eine erhebliche Belastung dar. Die Frage der Vorfinanzierung ist entscheidend, um die langfristige Bezahlbarkeit sicherzustellen.

7.4 Handlungsempfehlungen

Die Transformation der Gasnetze hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung erfordert eine klare strategische Ausrichtung und die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen. Die folgenden Handlungsempfehlungen adressieren die zentralen Herausforderungen und bieten Lösungsansätze für eine effiziente und sozialverträgliche Umsetzung.

Koordinierte Planung von Energieinfrastrukturen

Eine koordinierte Planung der Energieinfrastrukturen ist entscheidend, um Ineffizienzen durch Dopplungen in verschiedenen Sparten zu vermeiden und die Infrastruktur optimal an die

Verfügbarkeit und den Bedarf von Energieträgern anzupassen. Diese Abstimmung bietet einen notwendigen Mehrwert, da sie die Komplexität im Vergleich zu einer vollständig integrierten Planung reduziert.

Gesetzlicher Rahmen für eine Planung der Gasnetztransformation im Verteilnetz

Eine gesteuerte Transformation der Gasnetze, die frühzeitige Stilllegungen umfasst, kann zu reduzierten Investitionskosten und einer positiven Kostenentwicklung führen. Hierfür ist jedoch ein klarer gesetzlicher Rahmen erforderlich.

Die Umsetzung der EU-Gasrichtlinie 2024/1788, insbesondere der Artikel 56 und 57, bietet die Möglichkeit, einen solchen Rahmen zu schaffen. Dieser sollte die Planungssicherheit für Netzbetreiber erhöhen und gleichzeitig die notwendigen politischen Entscheidungen vorbereiten, um die gewünschte Strategie umzusetzen. Ein solcher Rahmen ist auch Voraussetzung für die Reduktion von Investitionsbedarfen.

Entwicklung von Konzepten zur Weiternutzung bestehender Gasinfrastrukturen

Die ungesteuerte Einspeisung von Biomethananlagen birgt erhebliche Risiken, darunter Sunk Costs und Lock-In-Effekte, die eine spätere Umwidmung der Netze für Wasserstoff erschweren können. Zudem führt der Netzanschluss zu zusätzlichen Kosten, die die Netzentgelte für Endkunden weiter erhöhen, insbesondere wenn keine Konzepte für die Weiternutzung der Gasnetze bestehen.

Ein vielversprechender Ansatz zur Nachnutzung sind regionale Biomethancluster. Diese sehen den Erhalt von Teilnetzen in Regionen mit hohem Biomethanzeugungspotenzial, bestehender Gasinfrastruktur und älterer Gebäudestruktur vor. Solche Cluster könnten den Anstieg der Netzentgelte deutlich dämpfen und eine sinnvolle Weiternutzung der bestehenden Infrastruktur ermöglichen. Die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für regionale Biomethancluster sollte daher geprüft und vorangetrieben werden. In Regionen in denen zwar Einspeisepotenzial vorhanden ist, zukünftig der Methanbedarf jedoch sinkt bzw. kein zukünftiges Abnahmepotenzial vorhanden ist, müssen Rahmenbedingungen zur Steuerung der Einspeisung geschaffen werden, da ohne diese Anpassungen nach aktuellen Rahmenbedingungen das Gasnetz im Zweifel ausgebaut werden muss.

Begrenzung der starken Netzentgeltsteigerungen kurz vor Stilllegung der Gasnetze

Unabhängig vom gewählten Transformationspfad ist mit einem signifikanten Anstieg der Netzentgelte ab Mitte der 2030er Jahre zu rechnen. Um die langfristige Bezahlbarkeit sicherzustellen, ist eine frühzeitige Vorbereitung und transparente Kommunikation gegenüber den Netzkunden essenziell.

Zur Abmilderung des erwarteten Netzentgeltanstiegs sollten verschiedene Lösungsansätze geprüft werden:

- Zuschusslösung: Staatliche Zuschüsse könnten die Gasnetzentgelte ab einem bestimmten Schwellenwert finanzieren, um die Belastungen für die verbleibenden Netzkunden zu verringern.
- Differenzierte Netztarife: Unterschiedliche Tarife für verschiedene Teilnetze oder Kundengruppen könnten vulnerable Gruppen gezielt entlasten und die Kosten gerechter verteilen.

- Umlagelösung: Eine bundesweite Umverteilung der Gasnetzentgelte ab einem Schwellenwert würde die Kosten auf alle Gasnetzkunden verteilen.
- Fondslösung/Ansparmodell: Die Schaffung eines Fonds, der durch Beiträge der Netzkunden gespeist wird, könnte einen finanziellen Puffer schaffen, um plötzliche Kostensteigerungen abzufedern.

Diese Maßnahmen könnten dazu beitragen, die finanziellen Belastungen für die Endkunden zu begrenzen und die Akzeptanz der Transformation zu erhöhen.

Vorfinanzierung ermöglichen zum Aufbau der Wasserstoffnetze

Der Aufbau von Wasserstoffnetzen erfordert erhebliche Investitionen, die eine Vorfinanzierung notwendig machen, um tragbare Netzentgelte zu gewährleisten. Eine Einbindung des H₂-Netzbetriebs in das regulierte System ist empfehlenswert, um langfristige Planungssicherheit zu schaffen.

Ein vielversprechender Ansatz ist die Übertragung des Amortisationskontos der Transportebene auf das Verteilnetz. Dieses Modell könnte hohe Netzentgelte in der Anfangsphase vermeiden und den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur unterstützen. Ein anderer Ansatz sind zulässige Finanztransfers gem. Art. 5 Abs. 4 der EU-Gasverordnung. Beide Ansätze sollten als mögliche Lösung zur Vorfinanzierung von Wasserstoffverteilnetze bei gegebenen regionalen Bedarfen geprüft werden. Aufgrund der zersplitterten deutschen Verteilnetzbetreiber-Landschaft erscheinen zulässige Finanztransfers als einfacher umsetzbar.

Transparenz und Kommunikation gegenüber den Netzkunden

Die langfristige Bezahlbarkeit der Netzentgelte ist ein zentrales Anliegen der Netzkunden. Um sachgerechte Investitionsentscheidungen zu ermöglichen, ist eine transparente Kommunikation über die erwarteten Kostenentwicklungen und die zugrunde liegenden Entscheidungen essenziell. Dies gilt insbesondere für den starken Netzentgeltanstieg ab Mitte der 2030er Jahre, der weiterhin eine ungelöste Herausforderung darstellt.

Durch frühzeitige Information und Einbindung der Kunden können mögliche Belastungen besser antizipiert und Lösungsansätze wie Zuschüsse, differenzierte Tarife, Umlagen oder Fondslösungen gezielt umgesetzt werden.

Kapitel 8

Transformation
in der Sparte Wärme

8 Transformation in der Sparte Wärme

8.1 Herausforderungen in der Fernwärme

Fernwärmenetze sind ein zentraler Baustein der Wärmewende, da sie die großflächige Integration erneuerbarer Wärmequellen (wie Geothermie, Solarthermie oder Abwärme) ermöglichen und somit gleich für eine Vielzahl von Verbrauchern eine Möglichkeit bieten, fossile Brennstoffe in der Wärmeversorgung zu ersetzen. Sie sind insbesondere in urbanen Gebieten ein wichtiger Baustein, um Gebäude effizient und klimafreundlich zu beheizen.

Der weitere Ausbau bestehender Netze durch Verdichtung und Erweiterung sowie der Aufbau neuer Netze erfordert jedoch erhebliche Investitionen in Leitungen und Hausanschlüsse, während technische Herausforderungen wie die präzise Anpassung der eingespeisten Temperaturen und die Berücksichtigung geologischer bzw. witterungsbedingter Rahmenbedingungen bewältigt werden müssen.

Des Weiteren besteht die Herausforderung, bei der Bereitstellung der Wärme in ausreichendem bzw. angemessenem Maße auf dekarbonisierte Wärmequellen zugreifen zu können. Nach den geltenden Regelungen des Wärmeplanungsgesetzes sowie den Anforderungen an die Transformationsplanung nach BEW sind stufenweise Zielwerte für den Anteil emissionsfreier Wärmeerzeugung an der Gesamterzeugung zu erreichen. Dabei müssen bereits bestehende fossil betriebene Wärmesysteme (z. B. Kohle- oder Gaskraftwerke bzw. Blockheizkraftwerke) entsprechend umgestellt werden. Die dabei zur Verfügung stehenden alternativen Wärmetechnologien (z. B. Großwärmepumpen, Geothermie etc.) sind häufig vom lokalen Dargebot abhängig und nicht in jedem Gebiet im gleichen Umfang verfügbar. Die mit der Umstellung verbundenen Investitionskosten können daher stark schwanken und sind nicht beliebig reduzierbar.

Die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen ist eng an die Entwicklung der Absatzmengen sowie damit verbunden der Kundenanzahl gekoppelt. Da Investitionsentscheidungen in Heizsysteme sowohl auf Betreiberseite in Fern- bzw. Nahwärmenetze als auch auf Verbraucherseite getroffen werden müssen, ergibt sich ein natürliches Spannungsfeld. Aus Betreibersicht ist die Wirtschaftlichkeit umso besser darstellbar, je höher die mit einem Anschluss verbundenen Absatzmengen sind. Bezüglich des Neu- bzw. Ausbaus von Wärmenetzen ist daher die Planbarkeit der Entwicklung der Absatzmengen eine entscheidende Stellgröße.

Aus Verbrauchersicht spielen bei der Entscheidung für den Anschluss an ein Fern- oder Nahwärmesystem vor allem die lokale Verfügbarkeit und die preisliche Attraktivität im Vergleich zu anderen Wärmetechnologien eine Rolle. Wie bei jeder Investition in eine Heiztechnologie – ob Wärmenetz, Wärmepumpe oder andere Systeme – besteht anschließend in der Regel eine langfristige Nutzungsperspektive, um zusätzliche Investitionen zu vermeiden. In diesem Zusammenhang wird teils von einem sogenannten „Lock-in-Effekt“ gesprochen. Dieser besteht im Grundsatz gleichermaßen auch für andere Heiztechnologien, bei denen nach einer getroffenen Entscheidung über Jahre hinweg keine Umrüstung angestrebt wird.

Vertragslaufzeiten bei Fernwärmeanschlüssen betragen üblicherweise etwa zehn Jahre – wobei auch kürzere Bindungen von z. B. zwei Jahren möglich sind. Die Kostenstrukturen von Fernwärmesystemen sind durch brennstoffabhängige variable Kosten sowie erzeugungsunabhängige bzw. fixe Kosten geprägt. In Preissystemen werden diese in der Regel über Grund- bzw. Leistungspreise und die variablen Kosten über die Arbeitspreise verrechnet. Um Änderungen in den Kosten- und Marktbedingungen weiterreichen zu können, finden im Rahmen der Möglichkeiten der AVBFernwärmeV Preisanpassungsklauseln Anwendung. Dabei ist aber in zunehmendem Maße herausfordernd, inwieweit diese auch zukünftig Kostenhöhe und Kostenstrukturen noch adäquat abbilden können. Werden bei kartellrechtlichen Preisvergleichen oder auch im Rahmen der Anwendung der Wärmelieferverordnung häufig Preise bzw. z.T. auch nur variable Preiskomponenten von fossil betriebenen Bestandsnetzen verglichen, sind hierbei Vergleiche zu neuen dekarbonisierten Wärmelösungen häufig nicht ohne weiteres möglich.

Bezüglich der Preisbildung und der Beurteilung der Angemessenheit von Wärmepreisen sind daher sowohl wettbewerbliche Aspekte zwischen den Heiztechnologien als auch Aspekte der absoluten Preishöhe sowie der Preisstrukturen zu berücksichtigen. Dabei führen heterogene Ausgangsbedingungen bzw. Strukturen häufig zu natürlicherweise stark schwankenden Ausprägungen der Wärmepreise.

Die Spreizung der Wärmepreise – sowohl zwischen verschiedenen Wärmelösungen bzw. Wärmeversorgern als auch im intertemporalen Vergleich – ist aus Verbrauchersicht nicht unproblematisch. Häufig werden Wärmepreise als intransparent wahrgenommen. Angesichts der langen faktischen Bindungswirkung besteht daher in besonderem Maße das Bedürfnis, die Angemessenheit der Wärmepreise beurteilen zu können.

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden und gleichzeitig die langfristige Wirtschaftlichkeit der Wärmenetzen zu sichern, ist die Entwicklung des Ordnungsrahmens und insbesondere der Preisbildung für Fernwärme regelmäßig Gegenstand der Diskussion. Einerseits ergibt sich aus Betreibersicht das Interesse nach Rentabilität und Wirtschaftlichkeit der angebotenen Lösung. Gleichzeitig darf jedoch die Verbraucherperspektive nicht außer Acht gelassen werden in dem Sinne, dass Wärmekunden vor einer zu großen Belastung durch überproportional hohe Wärmepreise geschützt werden müssen [71].

Gegenstand dieser Analyse ist es daher zu untersuchen, wie sich aus Betreibersicht die Kosten der Wärmeversorgung entwickeln und welche Auswirkungen sich insbesondere bei hohen Investitionsintensitäten zur Erreichung der energiepolitischen Ausbauziele ergeben. In Bezug auf die Verbraucherseite muss jedoch ebenfalls beurteilt werden, ob für die so resultierenden Kosten eine Zahlungsbereitschaft bzw. -fähigkeit besteht.

Es wird analysiert, inwieweit die Dimensionen der Umsetzung der energiepolitischen Zielsetzung zur Erreichung der Treibhausgasneutralität mit den Interessen aus sowohl Betreiber- als auch Verbraucherperspektive in Einklang gebracht werden können (siehe Abbildung 110).

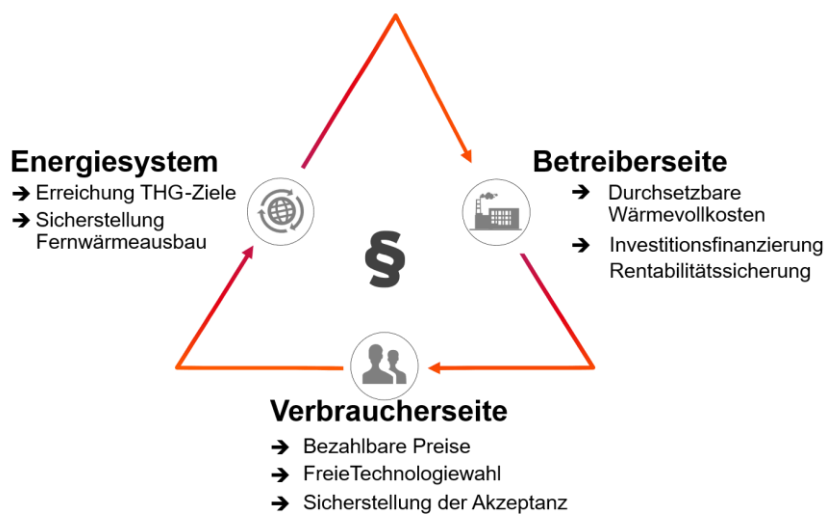


Abbildung 110: Bewertungskriterien des Ordnungsrahmens Fernwärme

Zunächst wird hierzu die Entwicklung des technischen Mengengerüsts für Netze und Erzeugung sowie die damit verbundenen Investitionsbedarfe für ein Beispielnetz mit relativ großem Bestandsnetz im Ausgangspunkt und damit vergleichsweise geringem Investitionsbedarf (Low CAPEX) sowie einem Beispielnetz ohne nennenswerten Fernwärmebestand im Ausgangspunkt und folglich hohem Ausbaubedarf (High CAPEX) erläutert. Es werden die identifizierten Basisvarianten inklusive der kumulierten Investitionskosten dargestellt.

Zur Analyse unterschiedlicher Sachverhalte werden sodann Sensitivitäten entwickelt. Es wird gezielt untersucht, welche Bedeutung Fördergelder für die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen haben bzw. wie entscheidend diese für einen zielgerichteten Ausbau der Wärmenetze sind.

Zusätzlich werden unterschiedliche Optionen zur Beurteilung der Auswirkungen der Absatzmengen und damit verbunden der Auswirkungen einer möglichen Mengenabsicherung analysiert. Diese können den Betreibern eine zuverlässige Planung ermöglichen, da sie wesentlich zur Wirtschaftlichkeit und Risikoreduzierung beitragen.

Anschließend erfolgt eine Untersuchung der durch die Transformation bedingten Veränderungen der Kostenstrukturen, die zu höheren Fixkostenanteilen führen können und somit auch Auswirkungen auf die Preisgestaltung haben könnten.

Abschließend wird in einem Szenario verdeutlicht, welche Konsequenzen das strikte Beibehalten der Anwendung der aktuellen Ausgangsbedingungen gemäß Ordnungsrahmen und Preisbildung auf die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit der erforderlichen Investitionen für die Transformation mit sich bringt. Dies führt in der Praxis häufig dazu, dass sich Betreiber auf wirtschaftlich tragfähige Investitionen fokussieren, im Ergebnis hiermit jedoch nicht zwingenderweise die vollständige Realisierung der energiepolitischen Transformationsziele einher geht.

8.2 Ergebnisse der technischen Modellierung

8.2.1 Varianten

Für die Analyse des wirtschaftlichen Ausbaus von Wärmenetzen wurden verschiedene Varianten definiert, die sich hinsichtlich ihrer Investitionskosten, Förderkulissen und Anschlussquoten unterscheiden. Im Mittelpunkt stehen dabei wie in den anderen Sparten auch Varianten mit einer vergleichsweise niedrigen Investitionsintensität (Low CAPEX) und einer hohen Investitionsintensität (High CAPEX). Sie unterscheiden sich in ihrer Ausgangslage, den erforderlichen Investitionen und den bevorzugten Erzeugungstechnologien. Eine Übersicht ist in Tabelle 7 dargestellt.

Die Variante Low CAPEX basiert auf einer weitgehend bereits bestehenden Wärmenetzinfrastruktur. Diese wird moderat durch Verdichtung bzw. Erweiterung ausgebaut. Da bereits ein relativ großes Fernwärmenetz vorhanden ist, bleibt der zusätzliche Investitionsbedarf vergleichsweise gering. Die Investitionen fließen dafür neben dem Netzausbau auch in die Modifikation des Erzeugungsparks. Als zentrale erneuerbare Erzeugungstechnologie kommen Großwärmepumpen zum Einsatz, die eine kosteneffiziente und nachhaltige Wärmebereitstellung ermöglichen und die im noch Bestand vorhandenen fossilen Wärmeerzeugungstechnologien sukzessive ersetzen. In dieser Variante werden sowohl die Dekarbonisierungsziele als auch der geplante Ausbau der Fernwärme erreicht.

Demgegenüber steht die Variante High CAPEX. Hierbei ist zunächst nur in einem geringen Umfang Wärmenetzinfrastruktur vorhanden. Dies erfordert dementsprechend einen deutlich umfangreicheren Ausbau der Netze und der Erzeugungskapazitäten. Als bevorzugte erneuerbare Technologie wird hier Geothermie eingesetzt, da sie langfristig eine stabile und wetterunabhängige Wärmequelle bietet. Trotz der vergleichsweise hohen Investitionskosten wird auch in dieser Variante unterstellt, dass die energiepolitischen Ziele hinsichtlich Dekarbonisierung und Wärmenetzausbau erreicht werden.

Ein wichtiger Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit des Fernwärmebetriebs ist der Umfang der zur Verfügung stehenden Fördergelder. Es wird untersucht, welche Auswirkungen eine Beendigung bzw. die Fortführung bestehender Fördermechanismen haben kann. Die Variante Fortführung Förderung leitet sich aus den Low CAPEX- und High CAPEX-Varianten ab und unterstellt eine Weiterführung der bestehenden Förderinstrumente des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) und der BEW-Förderung für erneuerbare Wärme. Die Analyse zeigt, dass diese Unterstützung entscheidend dazu beiträgt, die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Netzausbau stabil zu halten und die energiepolitischen Zielsetzungen zu erreichen.

Eine weitere zentrale Variante untersucht die Auswirkungen der Höhe der Anschlussquote. Hier wird angenommen, dass sich aufgrund fehlender Mengenabsicherung oder individueller Nutzerentscheidungen weniger Haushalte an das Wärmenetz anschließen als ursprünglich geplant. Eine zentrale Herausforderung besteht daher darin, dass in den durch die kommunale Wärmeplanung ausgewiesenen Gebieten zwar ein Ausbau der Fernwärme vorgesehen ist, sich jedoch viele potenzielle Nutzer für dezentrale Lösungen entscheiden könnten. Dadurch besteht das Risiko, dass Anschlussquoten nicht in ausreichender Höhe realisiert werden und die Wirtschaftlichkeit der Netze nicht mehr gegeben ist. Um dieses Risiko besser zu verstehen, wurde eine Variante mit reduzierter Anschlussquote modelliert. Hierbei wurde angenommen, dass bei gleichem Ausbau nur noch 46 % statt der

geplanten 70 % der Haushalte im Fernwärmegebiet tatsächlich angeschlossen werden. Die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen dieser Entwicklung wurden analysiert, um mögliche Maßnahmen zur Stabilisierung des Wärmenetzmarktes abzuleiten.

Zur Abbildung des in der Praxis häufig vorkommenden Falls, dass die Entwicklung der Wärmeverkostungen bei vollständiger Umsetzung der Transformation die Zahlungsbereitschaft der Kunden übersteigt, wird eine Variante einer Teil-Realisierung betrachtet. Sie basiert auf der High CAPEX-Variante, konzentriert sich jedoch auf wirtschaftlich darstellbare Maßnahmen für den Betreiber bei gegebener Preissetzung. Zwar wird weiterhin eine Dekarbonisierung im Einklang mit dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) verfolgt, jedoch in einem deutlich geringeren Umfang als in den anderen Varianten. Dies führt dazu, dass die energiepolitischen Zielsetzungen im Bereich der Fernwärmeausweitung nicht vollständig erreicht werden können.

Tabelle 7: Wärmenetzvarianten

Low CAPEX (Elektronen/Moleküle)		<ul style="list-style-type: none"> → Vergleichsweise großes Wärmenetz als Ausgangslage → Moderater Fernwärmeausbau → Als dominierende erneuerbare Erzeugungstechnologie werden Großwärmepumpen eingesetzt → Die energiepolitischen Zielsetzungen (Dekarbonisierungspfad + FW-Ausbau) werden erreicht
High CAPEX (Elektronen/Moleküle)		<ul style="list-style-type: none"> → Kaum Wärmenetz als Ausgangslage → Großer Fernwärmeausbau geplant → Als dominierende erneuerbare Erzeugungstechnologie wird Geothermie eingesetzt → Die energiepolitischen Zielsetzungen (Dekarbonisierungspfad + FW-Ausbau) werden erreicht
Fortsetzung der bestehenden Förderung		<ul style="list-style-type: none"> → Abgeleitet aus Low CAPEX bzw. High CAPEX für Elektronen und Moleküle-Szenario → Es wird eine Fortführung der bestehenden Förderkultisse aus KWKG und BEW-Förderung unterstellt → Die energiepolitischen Zielsetzungen (Dekarbonisierungspfad + FW-Ausbau) werden erreicht
Niedrigere Anschlussquote		<ul style="list-style-type: none"> → Abgeleitet aus Low CAPEX bzw. High CAPEX für Elektronen und Moleküle-Szenario → Insgesamt weniger Nachfrage für Fernwärme, da Moleküle (Gas) größere Rolle in der Wärmebereitstellung spielen → Die energiepolitischen Zielsetzungen (Dekarbonisierungspfad + FW-Ausbau) werden erreicht
Teil-Realisierung		<ul style="list-style-type: none"> → Abgeleitet aus High CAPEX (Elektronen) → Realitätsnahe Variante bei dem sich auf die wirtschaftlich darstellbaren Maßnahmen fokussiert wird → Der Dekarbonisierungspfad entspricht den Vorgaben des WPGs; es wird jedoch ein deutlich geringerer Netzausbau erzielt → Die energiepolitischen Zielsetzungen (Dekarbonisierungspfad + FW-Ausbau) werden NICHT erreicht

8.2.2 Ergebnisse der technischen Modellierung

Die Diagramme (Abbildung 111 – Abbildung 113) zeigen die Entwicklung der Wärmeerzeugung und des Fernwärmenetzes unter den zwei beschriebenen Investitionsszenarien Low CAPEX und High CAPEX. In der Low CAPEX-Variante verfügt die betrachtete Region bereits über ein relativ großes Fernwärmenetz, das im Laufe der Zeit moderat verdichtet und erweitert wird. Dies bedeutet, dass bereits bestehende Infrastruktur genutzt und nur schrittweise ergänzt wird, wodurch der zusätzliche Investitionsbedarf vergleichsweise begrenzt bleibt. Die Wahl der Erzeugungstechnologien ist stark von den lokalen Gegebenheiten abhängig, insbesondere von der Verfügbarkeit grüner Wärmetechnologien. In dieser Variante dominieren Großwärmepumpen als erneuerbare Erzeugungstechnologie, da sie eine effiziente und vergleichsweise kostengünstige Möglichkeit zur Bereitstellung von Wärme bieten. Ergänzend werden weitere Technologien eingesetzt, jedoch in einem geringeren Umfang, um die Investitionskosten möglichst niedrig zu halten.

Im Gegensatz dazu geht die High CAPEX-Variante davon aus, dass zunächst kaum Fernwärmeinfrastruktur und Erzeugungskapazität vorhanden ist. Dies macht einen umfangreichen Ausbau erforderlich, um eine ausreichende Wärmeversorgung sicherzustellen. In dieser Variante spielt bezüglich der Erzeugungsstruktur die Geothermie eine zentrale Rolle als erneuerbare Wärmequelle, da sie langfristig eine stabile und wetterunabhängige Energieversorgung ermöglichen kann. Allerdings sind die Investitionskosten für Geothermieranlagen im Vergleich zu anderen Technologien u.U. deutlich höher, was zu einem insgesamt höheren Kapitalbedarf führen kann. In der High CAPEX-Variante wächst das Fernwärmenetz schneller als in der Low CAPEX-Variante, was zeigt, dass ein ambitionierter Ausbauplan notwendig ist, um die Versorgung sicherzustellen.

Um eine Vergleichbarkeit zwischen den beiden Varianten zu gewährleisten, wurde der Zielzustand des Netzausbaus in beiden Fällen gleich definiert. Das bedeutet, dass am Ende der Betrachtungsperiode sowohl in der Low CAPEX- als auch in der High CAPEX-Variante eine ähnliche Netzkapazität bzw. Wärmeabsatz erreicht wird. Der wesentliche Unterschied liegt in der Geschwindigkeit des Netzausbaus und den damit verbundenen Kosten. Während in der Low CAPEX-Variante ein langsamer, kostenoptimierter Ausbau erfolgt, wird in der High CAPEX-Variante durch höhere Anfangsinvestitionen ein schnelleres Wachstum ermöglicht.

Ein zentraler Aspekt dieser Analyse ist die Berücksichtigung möglicher Finanzierungslücken. Die Geschwindigkeit des Netzausbaus orientiert sich an den energiepolitischen Zielvorgaben und nicht ausschließlich an technisch oder wirtschaftlich optimalen Entwicklungen. Dies verdeutlicht, dass ehrgeizige politische Vorgaben zur schnellen Dekarbonisierung erhebliche Investitionen erfordern, die möglicherweise nicht unmittelbar wirtschaftlich darstellbar sind. Daher wird die Notwendigkeit gezielter Fördermaßnahmen und langfristiger Finanzierungsstrategien betont, um die Transformation sozialverträglich und wirtschaftlich tragfähig zu gestalten.

Es wird außerdem unterstellt, dass die kommunale Wärmeplanung in beiden Varianten den definierten Ausbauzustand als optimal identifiziert hat. Das bedeutet, dass der jeweils erreichte Netzausbau als volkswirtschaftlich sinnvoll angesehen wird und sowohl ökonomische als auch ökologische Vorteile bietet. Damit wird deutlich, dass eine vorausschauende, koordinierte Planung auf

kommunaler Ebene eine entscheidende Rolle für den erfolgreichen Umbau der Wärmeversorgung spielt.

Es stellt sich zudem die Frage, inwiefern das Stromnetz durch die Varianten zusätzlich belastet wird. Dabei ist festzuhalten, dass die Auswirkungen auf das Stromnetz stark von den lokalen Gegebenheiten (Netzzustand, aktuelle Auslastung bzw. Reserven, potenzielle Standorte der Wärmepumpe etc.) abhängen. In Musterhausen ist der Unterschied des zusätzlichen Leistungsbedarf bei Großwärmepumpen mit unterschiedlichen Quellen (Geothermie und Luft oder Wasser) zwar vorhanden, aber im Vergleich zum dezentralen Leistungsbedarf für elektrische Wärmepumpen, Elektroautos und die stromerzeugenden Anlagen nur marginal.

Zusammenfassend zeigen die Diagramme, dass die Wahl zwischen einem Low CAPEX- oder einem High CAPEX-Ansatz stark von den vorhandenen Strukturen abhängt. Regionen mit einer bestehenden Fernwärmeinfrastruktur können durch schrittweise Optimierungen auf bestehenden Strukturen aufsetzen. Gleichwohl fallen auch hier umfangreiche Investitionen für die Transformation der Erzeugung sowie weitere Verdichtung des Bestandsnetzes an. In Regionen mit geringer vorhandener Infrastruktur sind vergleichsweise noch höhere Investitionen zu tätigen, um nachhaltige Wärmelösungen zu etablieren. Sowohl Großwärmepumpen als auch Geothermie sind dabei entscheidend für die zukünftige Wärmeversorgung, wobei die spezifische Auswahl von den regionalen Gegebenheiten und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst wird.

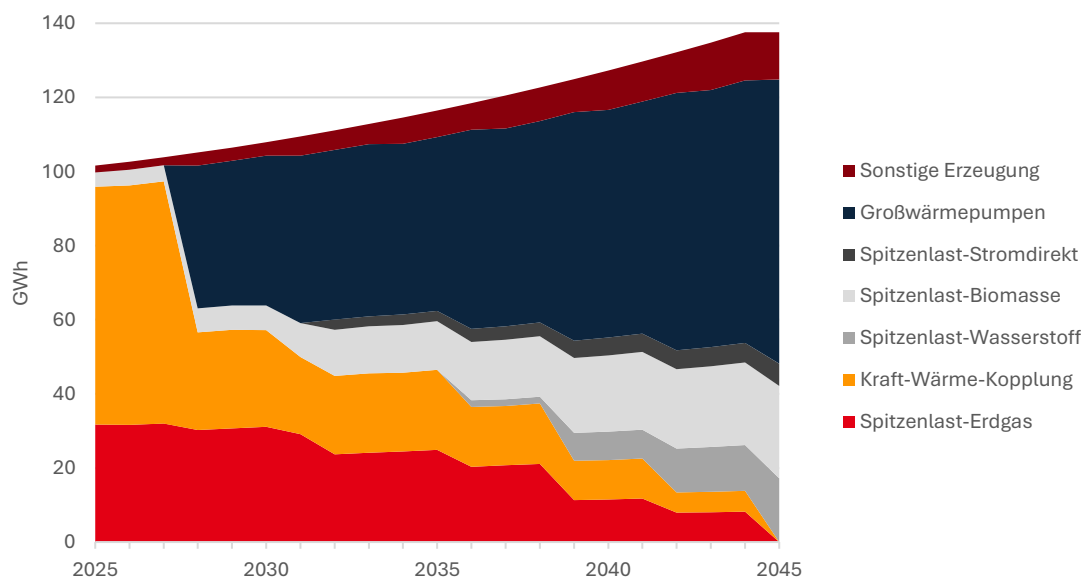


Abbildung 111: Entwicklung des Wärme-Mix in der Variante Low CAPEX

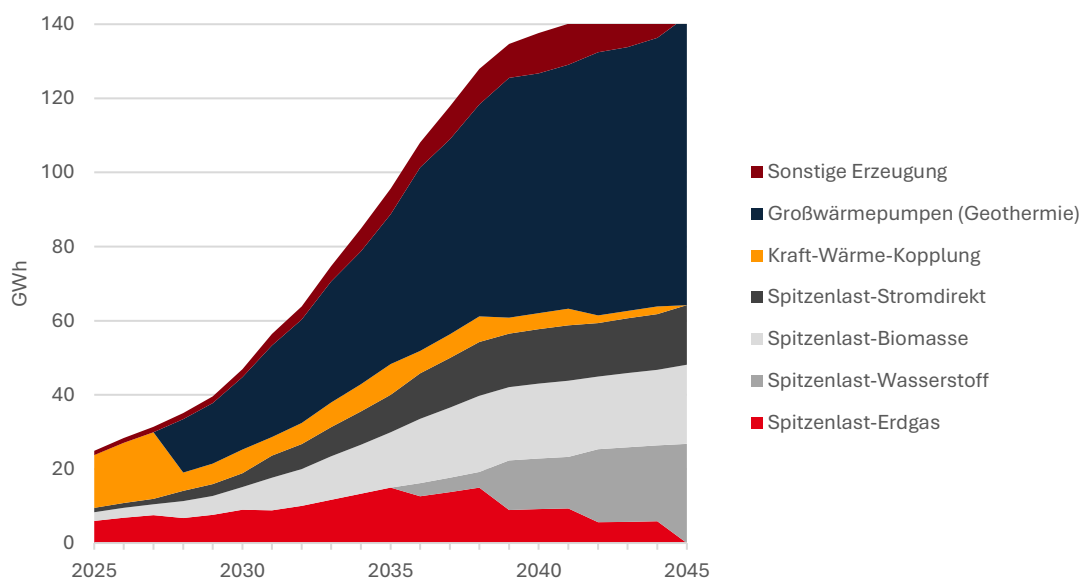


Abbildung 112: Entwicklung des Wärme-Mix in der Variante High CAPEX

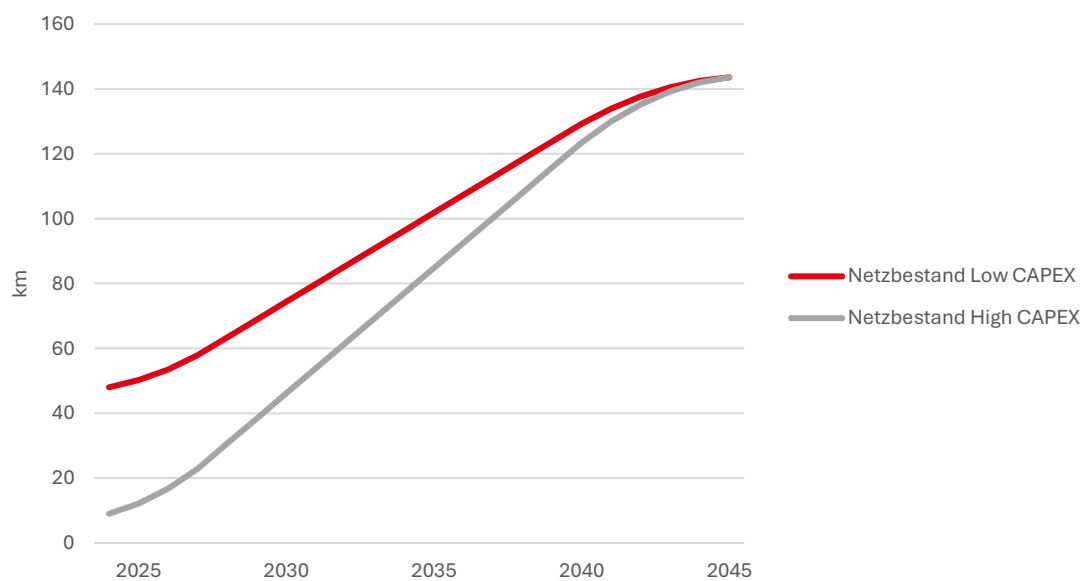


Abbildung 113: Entwicklung der Wärmenetzleitungslänge in den Varianten Low und High CAPEX

8.3 Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Berechnungen

8.3.1 Investitionen in Netz und Erzeugung

Die Transformation der Wärmenetze zu einer klimaneutralen Erzeugung erfordert wie beschrieben massive Investitionen, die sowohl in die Umstellung der Wärmeerzeugung als auch in den Ausbau der Netzinfrastruktur fließen, um die gesteckten energiepolitischen Ziele zu erreichen. Sowohl in der Low CAPEX- als auch in der High CAPEX-Variante spielt Fernwärme im Elektronen-Szenario im Vergleich zum Molekül-Szenario eine größere Rolle. Entsprechend liegt der Wärmeabsatz in diesem

Szenario höher, was sich in höheren Investitionssummen für Erzeugung und Netzausbau widerspiegelt (siehe Abbildung 114).

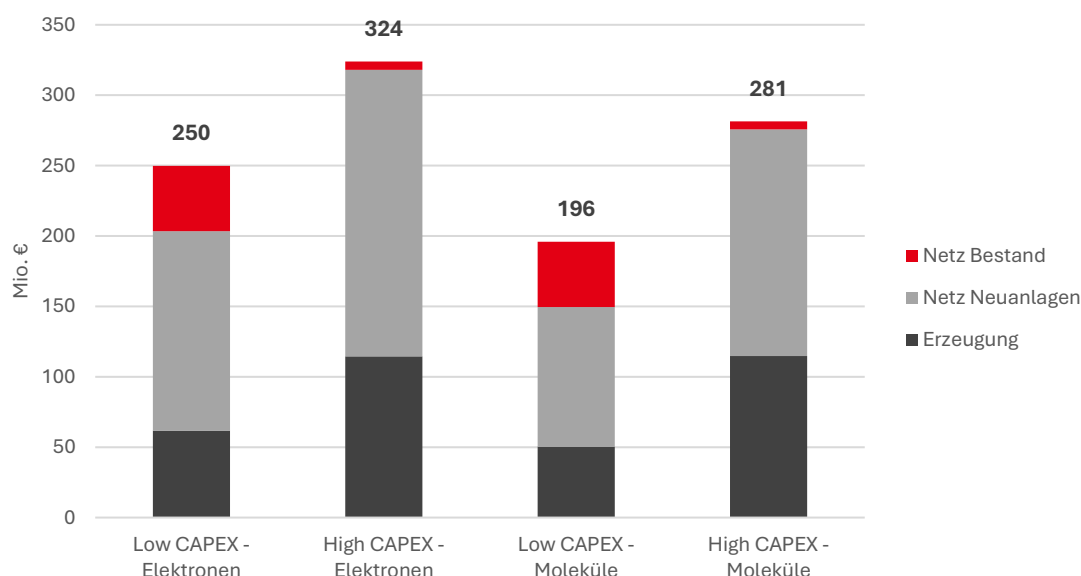


Abbildung 114: Kumulierte Investitionsvolumen (nominal) bis 2045 im Elektronen- und Molekül-Szenario

In der Low CAPEX-Variante wird, wie beschrieben, auf ein bereits umfangreiches Bestandsnetz zurückgegriffen, das entsprechend verdichtet und erweitert wird. Die Investitionen in das bestehende Netz fallen hier deutlich höher aus als in der High CAPEX-Variante, während die Investitionen in Neubauprojekte – Verdichtung und Erweiterung – geringer ausfallen. Zudem wird im Low CAPEX-Szenario die Großwärmepumpe als zentrale Technologie zur Dekarbonisierung eingesetzt. Aufgrund ihrer etwas geringeren Investitionskosten im Vergleich zur in der High CAPEX-Variante genutzten Tiefengeothermie sind die Gesamtkosten der Wärmeherzeugung in diesem Szenario niedriger. Die Investitionen in das Bestandsnetz sind primär Ersatzinvestitionen in die bereits bestehende Infrastruktur.

Insgesamt kommt der Fernwärme im Elektronen-Szenario eine höhere Bedeutung zu, was einen entsprechend höheren Investitionsbedarf nach sich zieht. Im Molekül-Szenario wird von einem geringeren Fernwärmeanteil ausgegangen, da molekülbasierte Lösungen einen höheren Anteil am Gesamtanteil in der Wärme ausmachen.

In der folgenden Ergebnisanalyse wird nicht weiter zwischen dem Elektronen- und dem Molekül-Szenario unterschieden. Der Grund dafür ist, dass sich zwar die absoluten betriebswirtschaftlichen Kennzahlen – wie beispielsweise das Gesamtinvestitionsvolumen – unterscheiden, die relativen Entwicklungen und die daraus resultierenden Herausforderungen für Netzbetreiber und Verbraucher jedoch identisch sind. Ebenso lassen sich aus beiden Varianten gleichermaßen politische Handlungsempfehlungen ableiten. Daher konzentriert sich die Analyse im restlichen Kapitel zum Thema Wärme auf das Elektronen-Szenario.



Im Elektronen-Szenario kommt der Fernwärme eine höhere Bedeutung zu. Dementsprechend ergibt sich hier ein höherer Investitionsbedarf. Die Investitionen resultieren im Weitesten aus der Transformation der Wärmeerzeugung sowie Investitionen in die Netzinfrastuktur zur Erreichung der energiepolitischen Ziele. Investitionen in Fern- und Nahwärmenetze beziehen sich sowohl auf die Transformation bzw. Bereitstellung der Wärmeerzeugung als auch den Netzbereich. Diesbezüglich ist entscheidend, inwieweit auf bereits bestehenden Strukturen aufgesetzt werden kann bzw. ein entsprechender Neubau erforderlich ist.

8.3.2 Themenschwerpunkt Förderung

8.3.2.1 Status quo des Förderrahmens

Eine wichtige Komponente des Ordnungsrahmens für Fernwärme in Deutschland ist die Förderung. Diese basiert gegenwärtig im Wesentlichen auf zwei zentralen Programmen: dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Beide Programme sind essenziell für den Ausbau und die Dekarbonisierung der Fernwärme, weisen jedoch strukturelle Herausforderungen auf, die die langfristige Planungssicherheit der Branche beeinträchtigen.

Das KWKG regelt die Einspeisung und Vergütung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) und trägt maßgeblich zum Ausbau der Fernwärmeinfrastruktur bei. Die Förderung erfolgt über Zuschläge pro erzeugter Kilowattstunde Strom, die zusätzlich zur Stromvergütung gezahlt werden. Es gilt hierbei eine Begrenzung auf insgesamt 30.000 Vollbenutzungsstunden¹⁶. Zudem werden unter bestimmten Voraussetzungen Investitionszuschüsse für den Ausbau von Fernwärmenetzen und Wärmespeichern gewährt, die bis zu 40 % der Investitionskosten abdecken können. Das KWKG wurde am 29. Januar 2025 im Deutschen Bundestag verlängert. Das KWKG 2025 ist ein wesentlicher Baustein für die Umsetzung der Wärmewende, da es die Förderung von KWK-Anlagen und Wärmenetzen de facto bis 2030 verlängert, wobei strengere EU-Vorgaben zur Energieeffizienz integriert werden. Seitens der Branche wird jedoch eine weitergehende Verlängerung über 2035 hinaus sowie eine stärkere Verknüpfung mit der BEW gefordert, um eine nachhaltige Förderung sicherzustellen und Investitionsrisiken zu minimieren [72].

Parallel dazu zielt die BEW-Förderung darauf ab, Fernwärmenetze klimaneutral zu gestalten, indem sie Investitionen in erneuerbare Wärmeerzeugung, Abwärmenutzung, Netzausbau und Wärmespeicherung fördert. Auch hier werden bis zu 40 % der Investitionskosten übernommen, wobei die maximale Förderhöhe pro Antrag 100 Millionen Euro beträgt. Zusätzlich werden die Betriebskosten von Großwärmepumpen und Solarthermieranlagen über einen Zeitraum von bis zu zehn Jahren bezuschusst. Voraussetzung für die Förderung ist die Erstellung eines strategischen Transformationsplans, der aufzeigt, wie die jeweilige Infrastruktur schrittweise klimaneutral umgestaltet wird.

Trotz ihrer Bedeutung für den Ausbau der Fernwärme, ist die Förderung nach BEW unterfinanziert und bietet nur begrenzte Planungssicherheit. Die zur Verfügung stehenden Mittel reichen nicht aus,

¹⁶ Für modernisierte KWK-Anlagen gelten unter bestimmten Voraussetzungen geringere Zuschlagsdauern in Vollbenutzungsstunden. Für „innovative“ KWK-Systeme gelten gemäß § 8b KWKG abweichende Regelungen.

um den steigenden Bedarf zu decken, was die Investitionsbereitschaft vieler Akteure hemmt. Zudem ist die BEW haushaltsabhängig finanziert, wodurch Unsicherheiten bei der langfristigen Mittelbereitstellung entstehen. Außerdem problematisch ist, dass nach zehn Jahren eine Wirtschaftlichkeitslücke für Großwärmepumpen droht, wenn die Betriebskostenförderung ausläuft. Dies könnte dazu führen, dass die Nutzung solcher Technologien nach der Förderperiode unrentabel wird und damit Investitionen in diese zukunftsweisenden Lösungen ausgebremst werden.

In den beiden folgenden Abschnitten wird zunächst das Szenario eines unveränderten Status quo modelliert, bei dem die beiden Förderprogramme auslaufen. Anschließend wird die Fortführung der Förderprogramme betrachtet. Ziel dieser Analysen ist es, die Bedeutung der Förderung im Bereich der Fernwärme für das Erreichen der Transformationsziele aufzuzeigen.

8.3.2.2 Modellierungsergebnisse bei Fortführung des Status quo

Entwicklung der wirtschaftlichen Kennziffern in der Low CAPEX-Variante

Aus Abbildung 115 wird ersichtlich, dass in der Low CAPEX-Variante in den ersten Jahren für Musterhäuser hohe Investitionen in die Erzeugung erforderlich sind, um die Zielvorgaben einhalten zu können.

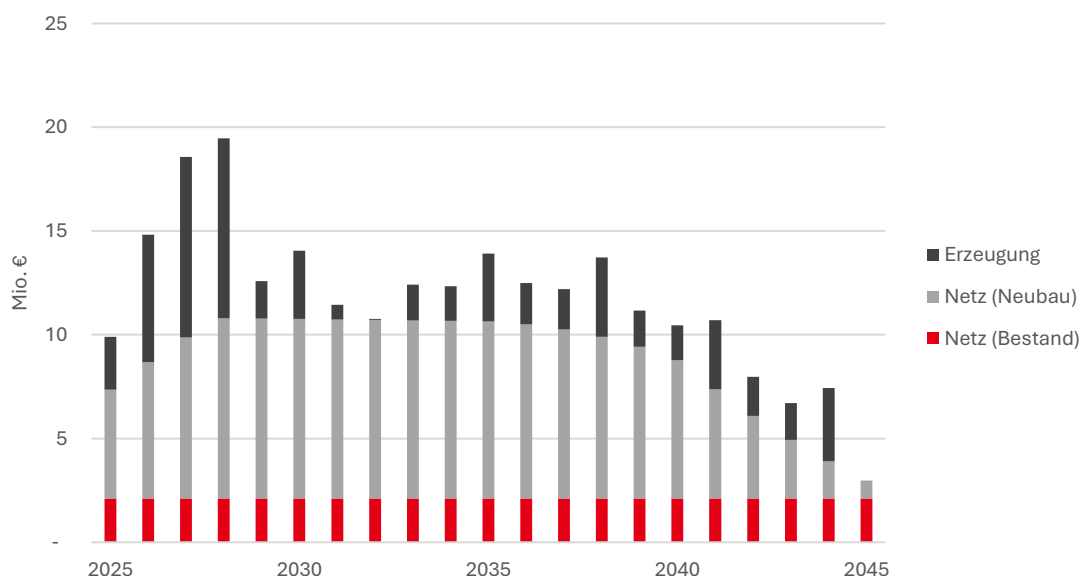


Abbildung 115: Entwicklung der Investitionsbedarfe (nominal) in der Low CAPEX-Variante

Die Entwicklung der Investitionen in der Erzeugung ist zunächst von der Transformation des bestehenden fossilen Erzeugungsparks geprägt. Entsprechend der im vorigen Kapitel aufgeführten Entwicklung des Erzeugungsparks sowie des abnahmeseitigen Zuwachses an Wärmeabsatz kommen insbesondere weitere Investitionen im Netzbereich durch Verdichtung und auch Erweiterung hinzu. Hierbei wird unterstellt, dass im Jahr 2025 eine Transformationsplanung erstellt wurde und im Ergebnis dessen die Netzausbauaktivitäten sukzessive erhöht werden, um sodann einige Jahre auf einem hohen Niveau zu verbleiben.

Um die Problematik der auslaufenden Förderprogramme im Fernwärmebereich zu verdeutlichen, wurde in dieser Variante unterstellt, dass keine Fortsetzung der Wärmeförderung über 2026 (KWKG) bzw. 2028 (BEW) hinaus erfolgt und die Förderungen entsprechend zeitlich auslaufen.

Hinsichtlich der Umsatzerlöse aus dem Wärmegeschäft wurde auf den für das Jahr 2025 durchschnittlichen Wärmepreisen deutscher Fernwärmeversorger aufgesetzt. Die Fortschreibung dieser Wärmeerlöse erfolgte auf Basis einer pauschalen Inflationierung der heutigen spezifischen Wärmepreise sowie durch Multiplikation mit den erwarteten steigenden Absatzmengen. Weitere strukturelle Preisanpassungen – etwa infolge veränderter Energieträgerkosten – wurden zunächst nicht berücksichtigt. Diese Annahme impliziert vereinfacht, dass Zahlungsbereitschaft und -fähigkeit für Wärme konstant bleiben.

In der Realität ist zu erwarten, dass die Umstellung des Erzeugungsparks auf erneuerbare Energieträger wie Wasserstoff oder Strom zu signifikant höheren Wärmemischpreisen führen wird, die durch eine reine Fortschreibung fossil geprägter Preise nur unzureichend abgebildet werden können. Schon heute deuten Entwicklungen auf Mischpreise von deutlich über 20 ct/kWh netto hin. Der vereinfachten Erlösentwicklung werden im Modell die kalkulierten Wärmeevollkosten inklusive einer betriebswirtschaftlich angemessenen Marge gegenübergestellt (Abbildung 116).

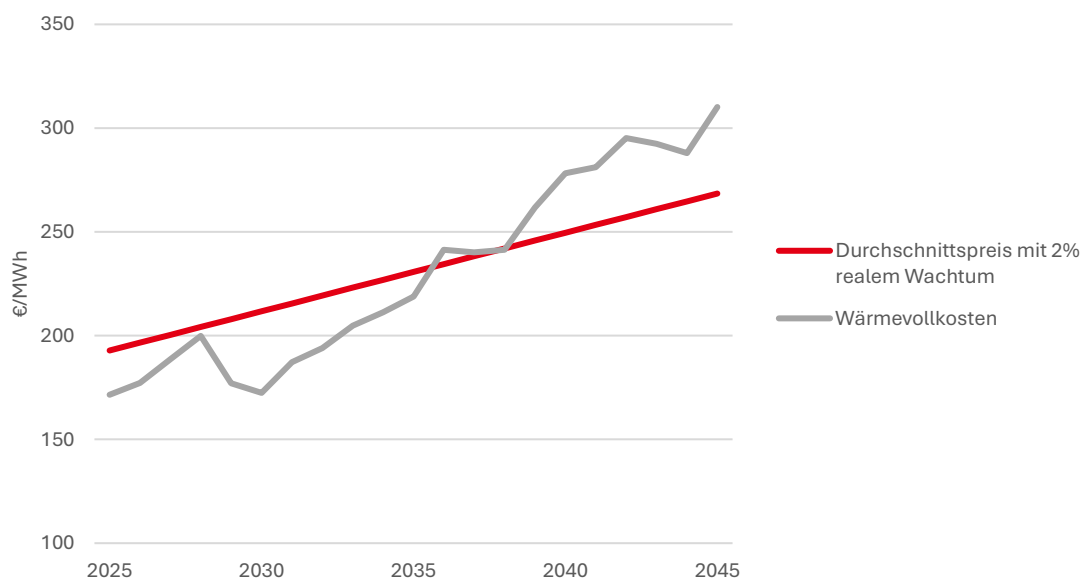


Abbildung 116: Mögliche Entwicklung der Wärmeevollkosten (nominal) in der Low CAPEX-Variante

In Abbildung 117 wird die Entwicklung des Cashflows veranschaulicht. Es werden der jährliche operative Cashflow sowie die notwendigen Investitionen (abzüglich der Fördermittel) dargestellt. Die Differenz beider Größen entspricht dem CFADS (*Cashflow Available for Debt Service*), also dem für die Finanzierung, Ausschüttungen und Zinsen zur Verfügung stehenden Cashflow.

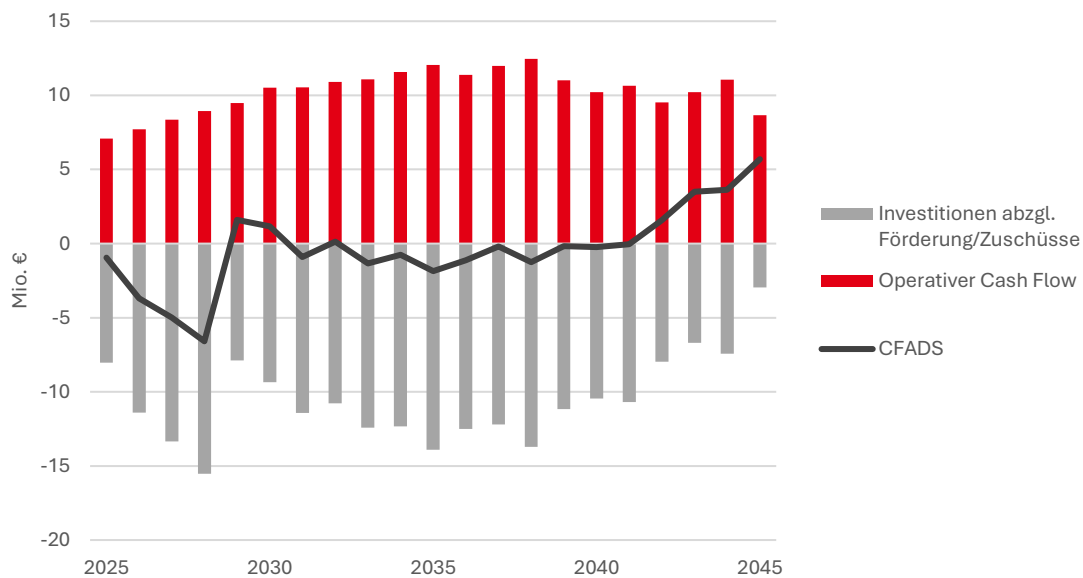


Abbildung 117: Entwicklung des Cashflows (nominal) in der Low CAPEX-Variante

Es zeigt sich, dass die operativen Cashflows aufgrund der Investitionstätigkeit zwar ansteigen, aber eine Liquiditätszufuhr in den ersten Jahren weiterhin erforderlich ist. Grund dafür ist, dass sich die Erlösrückflüsse erst im Zeitablauf einstellen.

Die Cashflow-Entwicklung liegt in der Low CAPEX-Variante über einen längeren Zeitraum nahe null. Die Wärmevervollkosten entwickeln sich entsprechend der angesetzten Durchschnittspreise mit einem realen Wachstum von 2 % pro Jahr. Dies zeigt, dass selbst bei vergleichsweise geringen Investitionsanforderungen nur geringe positive Cashflows erzielt werden, die für Ausschüttungen oder die Finanzierung (Zinsen und Tilgung) genutzt werden können. Angesichts der sehr hohen Kapitalintensität des Fernwärmebetriebs müssen solche Zahlungen zwingenderweise geleistet und aus den operativen Cashflows gedeckt werden. Es ergibt sich unter den gegebenen Annahmen bereits in dieser Variante eine strukturelle Unterdeckung auf Betreiberseite.

Unterstellt man nun zusätzlich, dass die Möglichkeiten zur Weitergabe der Investitionskosten über ansteigende Preise sowie einer Ausweitung bzw. Verlängerung der Förderung begrenzt sind, gestaltet sich der angestrebte Wärmenetzausbau selbst in dieser Variante mit einer vergleichsweise geringen Investitionsintensität als schwierig realisierbar.



Aufgrund der bereits in Bestandsnetzen gegebenen Investitionsanforderungen in die Dekarbonisierung fossiler Erzeugung sowie trotz vergleichsweise geringen Investitionsanforderungen in die Verdichtung und Erweiterung der Netze ergeben sich nur geringe positive Cashflows. Es stehen aus Betreibersicht nicht ausreichend Mittel zur Verfügung, die für Ausschüttungen oder Finanzierung (Zinsen und Tilgung) herangezogen werden können. Dies führt zu dem Risiko, dass ohne weitere Maßnahmen der entsprechende Um- und Ausbau nicht vollständig realisiert werden kann.

Entwicklung der wirtschaftlichen Kennziffern in der High CAPEX-Variante

Wie zuvor beschrieben existiert in der High CAPEX-Variante bezüglich der Wärmeinfrastruktur nur in einem geringfügigen Umfang ein bestehendes Netz bzw. Erzeugung. Folglich sind sowohl der Aufbau einer Erzeugungsstruktur sowie umfangreiche Neubauten in der Infrastruktur notwendig, was sich in einer entsprechenden Höhe der zu leistenden Investitionen widerspiegelt (siehe Abbildung 118).

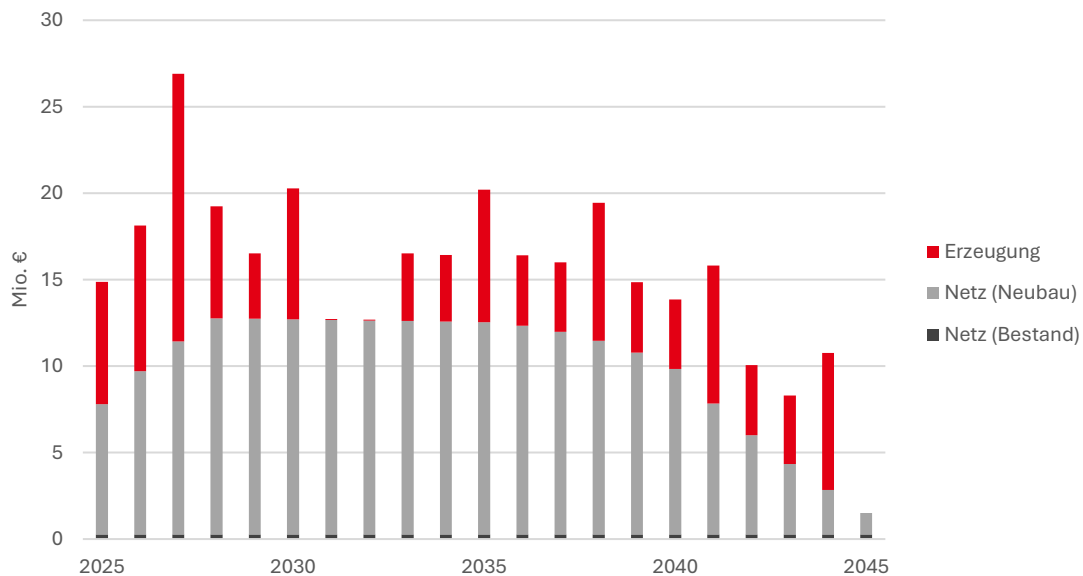


Abbildung 118: Entwicklung der Investitionsbedarfe (nominal) in der High CAPEX- Variante

Auch in dieser Variante wurde zunächst nicht von einer Fortführung der bestehenden Förderprogramme (KWKG und BEW) ausgegangen. Dann wurden wie zuvor die Wärmevollkosten den durchschnittlichen Fernwärmepreisen gegenübergestellt. Abbildung 119 zeigt, dass diese Wärmevollkosten in der High CAPEX-Variante dauerhaft deutlich über dem Durchschnittsniveau einer inflationsierten Preisfortschreibung ausgehend vom heutigen Niveau liegen. Diese Diskrepanz könnte nun dadurch aufgelöst werden, dass durch den Fernwärmeversorger entsprechende Preiserhöhungen durchgesetzt werden. Sowohl im aktuellen Ordnungsrahmen als auch in Bezug auf Akzeptanz, Wettbewerbssituation zu anderen Heiztechnologien als auch Zahlungsbereitschaft und -fähigkeit kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass es möglich und sinnvoll erscheint, die Wärmepreise derart anzuheben.

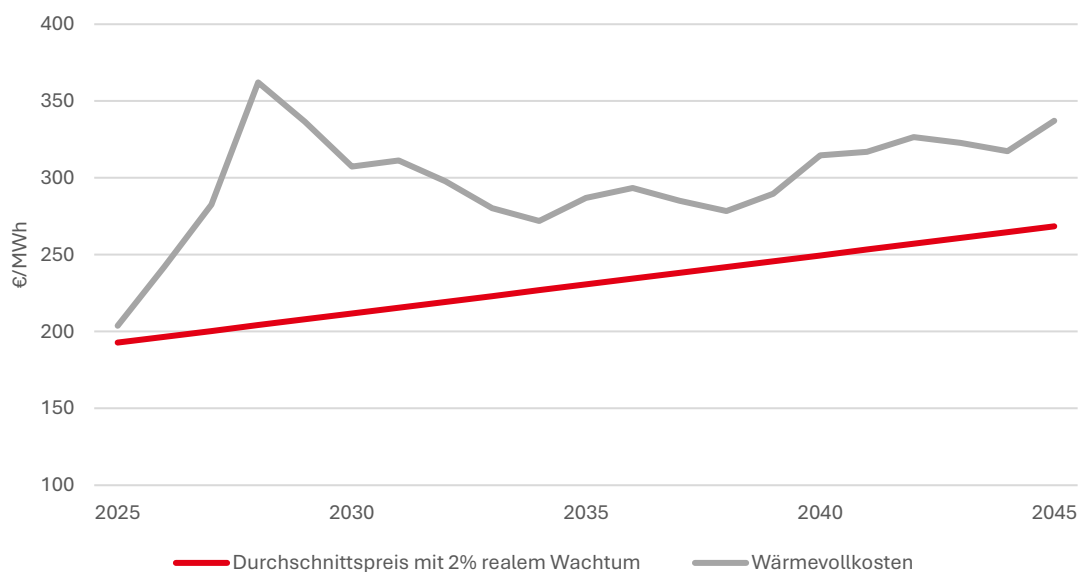


Abbildung 119: Mögliche Entwicklung der Wärmevollkosten (nominal) in der High CAPEX-Variante

Auch in einer Liquiditätsbetrachtung zeigt sich, dass die operativen Erträge (insbesondere Wärmepreise) bei diesem Investitionsprofil bei Weitem nicht ausreichend sind. Die Cashflows bleiben bis in die frühen 2040er Jahre konstant im negativen Bereich, sodass signifikant Liquidität zugeführt werden muss, um die Investitionen zu refinanzieren (siehe Abbildung 120).

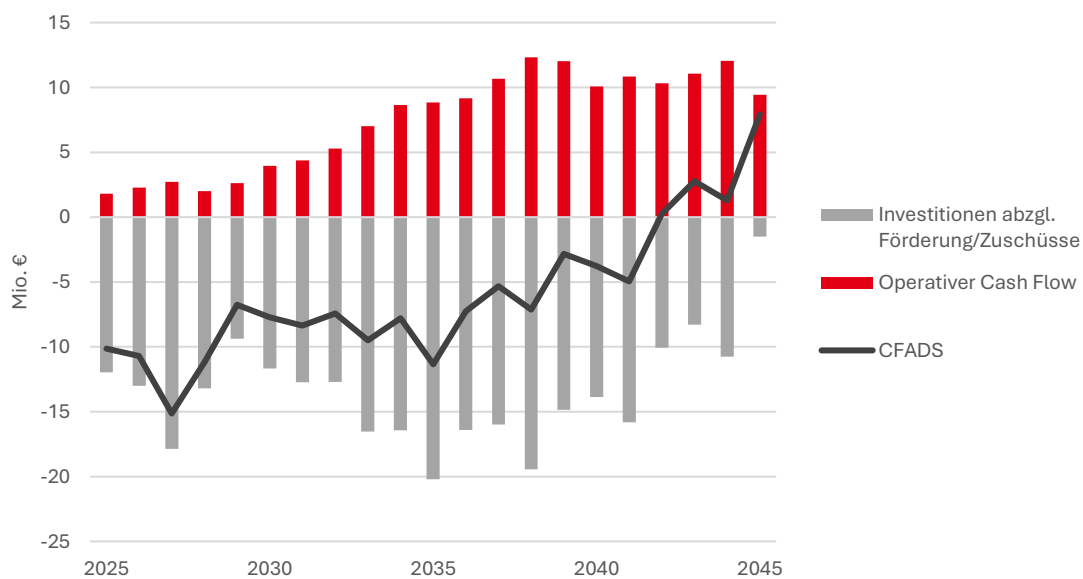


Abbildung 120: Entwicklung des Cashflows (nominal) in der High CAPEX-Variante



Aufgrund der geringen Bestandstruktur und dem ambitionierten Ausbauziel wären ausgehend vom heutigen Preisniveau erhebliche Preiserhöhungen erforderlich, um einen investitionsintensiven Transformationspfad mit einem hohen Netzausbau- und Neubauanteil zu refinanzieren.



Operative Erträge wären zu niedrig und es müssten Preiserhöhungen gegenüber den Kunden durchgesetzt werden. Es bleibt aber fraglich, in welchen Umfang Preisanpassungen möglich, sinnvoll oder durchsetzbar sind.

Vergleich der betriebswirtschaftlichen Kennziffern für die Szenarien High-/Low CAPEX

Vergleicht man die Entwicklung der Free Cashflows der beiden Szenarien High und Low CAPEX so fällt auf, dass zunächst aufgrund der Investitionen deutliche Liquiditätsbedarfe gegeben sind. Ohne die Fortschreibung der Förderung ist im Elektronen-Szenario weder in der High- noch in der Low CAPEX-Variante eine ausreichende Bedienung von Ausschüttungen, Zinsen und Tilgung möglich. Insbesondere in der High CAPEX-Variante verbleibt der Cashflow über weite Strecken im negativen Bereich. Erst ab Anfang der 2040er Jahre werden wieder positive Cashflows erreicht (siehe Abbildung 121).

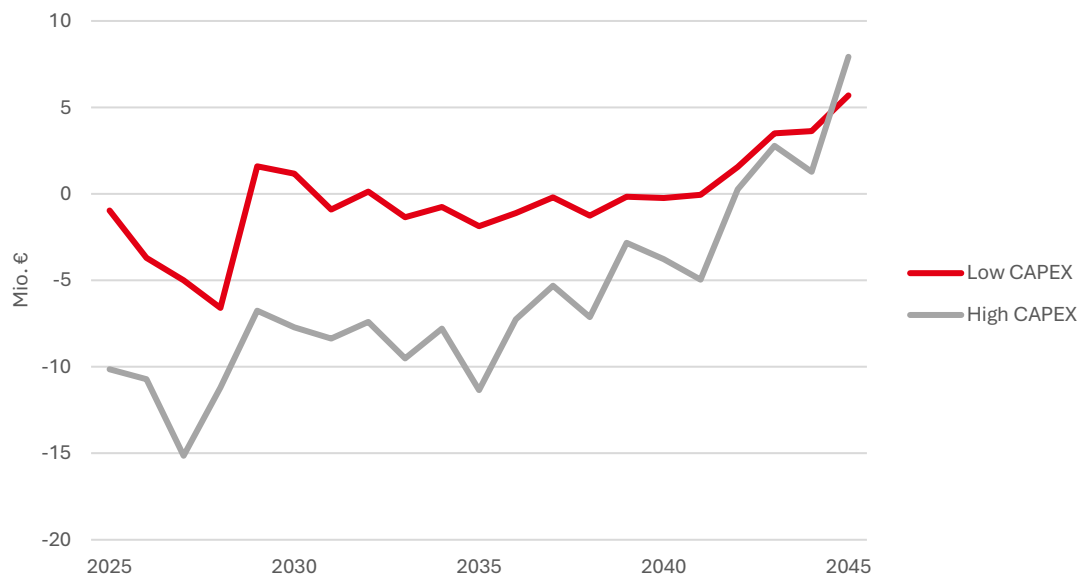


Abbildung 121: Vergleich von Cashflow-Entwicklungen (nominal) für beide Varianten

Beim Vergleich der Wärmevervollkosten mit einer inflationierten Fortschreibung des heutigen Wärmepreisniveaus zeigt sich insbesondere im High CAPEX-Fall, dass diese durch die Wärmepreise nicht gedeckt werden können. Ohne entsprechende Preisanpassungen nach oben oder aber weitere Ausweitung von Fördermaßnahmen wäre ein Wärmenetzausbau in dem vorgesehenen Umfang und mit der angestrebten Geschwindigkeit wirtschaftlich nicht realisierbar (siehe Abbildung 122).

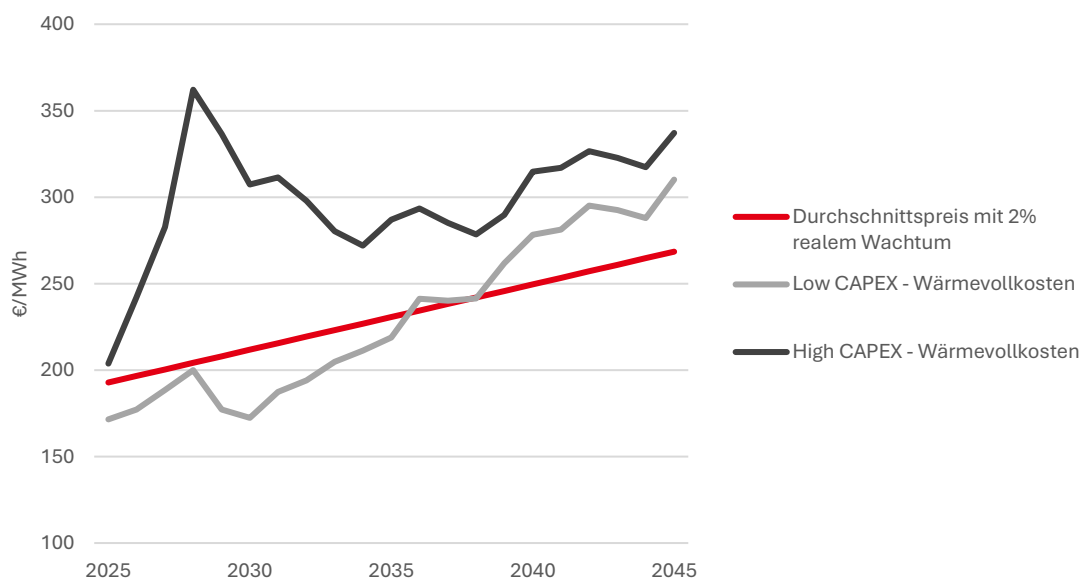


Abbildung 122: Vergleich der Wärmevervollkosten (nominal) für beide Varianten

Im folgenden Abschnitt wird daher weiter analysiert, inwieweit eine Fortsetzung des aktuellen Förderrahmens den wirtschaftlichen Ausbau der Fernwärme erleichtern würde.

8.3.2.3 Bedeutung einer Fortschreibung des aktuellen Förderregimes

Entwicklung der wirtschaftlichen Kennziffern in der Low CAPEX-Variante

Im Folgenden werden die Auswirkungen einer möglichen Fortschreibung der KWKG- und BEW-Förderung über die derzeit vorgesehenen Fristen hinaus – also über 2026 bzw. 2028 – detailliert analysiert. Dabei sind die Investitionsanforderungen in Erzeugung und Netzerhalt bzw. -ausbau c.p. gleichbleibend zu obigen Berechnungen.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Weiterführung der Förderprogramme in der Low CAPEX-Variante erhebliche Vorteile bieten könnte. So ließen sich die Wärmevervollkosten auf dem heutigen Preisniveau stabilisieren, wodurch eine zusätzliche finanzielle Belastung der Verbraucher vermieden werden könnte (siehe Abbildung 123).

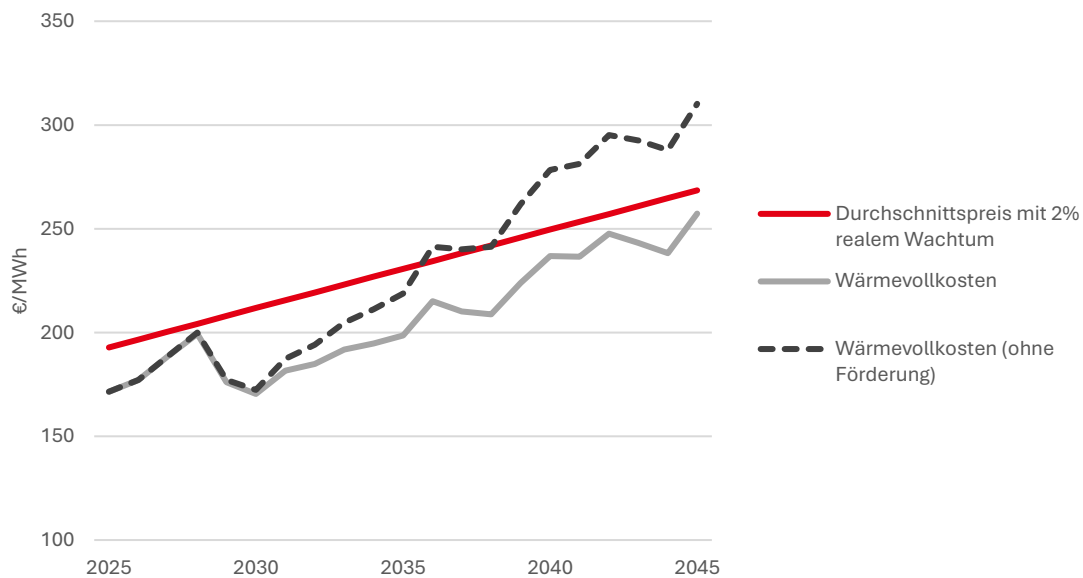


Abbildung 123: Mögliche Entwicklung der Wärmevollkosten (nominal) in der Low CAPEX-Variante

Gleichzeitig ließen sich mit Ausnahme der ersten Jahre in den meisten Jahren positive Cashflows generieren (siehe Abbildung 124). Aus diesen positiven Cashflows ließen sich zumindest anteilig Zinsen, Tilgungen und ggf. Ausschüttungen finanzieren. Dies verdeutlicht, dass selbst unter einer guten Ausgangssituation mit vergleichsweise geringem Investitionsbedarf die Fortsetzung der bestehenden Förderung notwendig ist, um die langfristige wirtschaftliche Tragfähigkeit und Finanzierbarkeit eines systemisch optimalen Fernwärmeausbaus zu ermöglichen.

Offen bleibt jedoch auch hier, inwieweit die Förderungen in Summe ausreichend bzw. auskömmlich sind, die Kapitalkosten (Zinsen und Ausschüttungen) in vollem Umfang refinanzieren zu können. Dies ist im Einzelfall zu prüfen und hängt von den konkreten Finanzierungsbedingungen des Netzbetreibers ab. Im Kern kann jedoch festgehalten werden, dass selbst bei niedriger Investitionsintensität die Fortführung des Förderregimes eine Grundvoraussetzung ist, um sowohl die transformationsbedingten Investitionen zu refinanzieren als auch gleichzeitig eine deutliche Erhöhung der Wärmepreise aus Verbrauchersicht zu vermeiden.

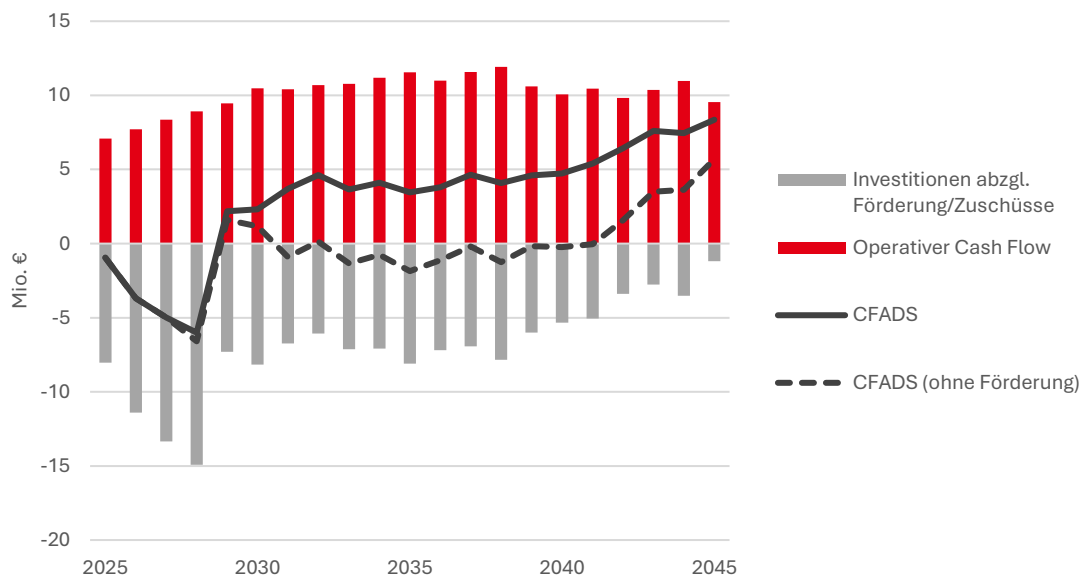


Abbildung 124: Entwicklung des Cashflows (nominal) in der Low CAPEX-Variante



Die Weiterführung der Förderung ist ein wesentlicher Baustein, die energiepolitischen Zielsetzungen zu erreichen und gleichzeitig die Mehrkosten für Verbraucher zu begrenzen. Dies ist eine Grundvoraussetzung, um sowohl die transformationsbedingten Investitionen zu refinanzieren als auch gleichzeitig eine deutliche Erhöhung der Wärmepreise aus Verbrauchersicht zu vermeiden.

Entwicklung der wirtschaftlichen Kennziffern in der High CAPEX-Variante

Auch für die High CAPEX-Variante wurde gemäß der Systematik eine Betrachtung unter der Annahme einer fortgeführten Förderung durchgeführt. Dabei bleiben die Investitionsanforderungen ebenfalls unverändert im Vergleich zur Variante ohne Fortführung der Förderung.

Im High CAPEX-Fall verbleiben die Cashflows bis zum Jahr 2042 weiterhin überwiegend im negativen Bereich, wenngleich nicht mehr so stark ausgeprägt. Die Finanzierung bleibt zunächst für deutlich mehr Jahre herausfordernd, weil zum einen in den Anfangsjahren in hohem Umfang Liquidität bereitgestellt werden muss und zudem bis ca. 2040 die operativen Cashflows nicht ausreichen, um Zinsen, Tilgungen und Ausschüttungen zu bedienen (siehe Abbildung 125).

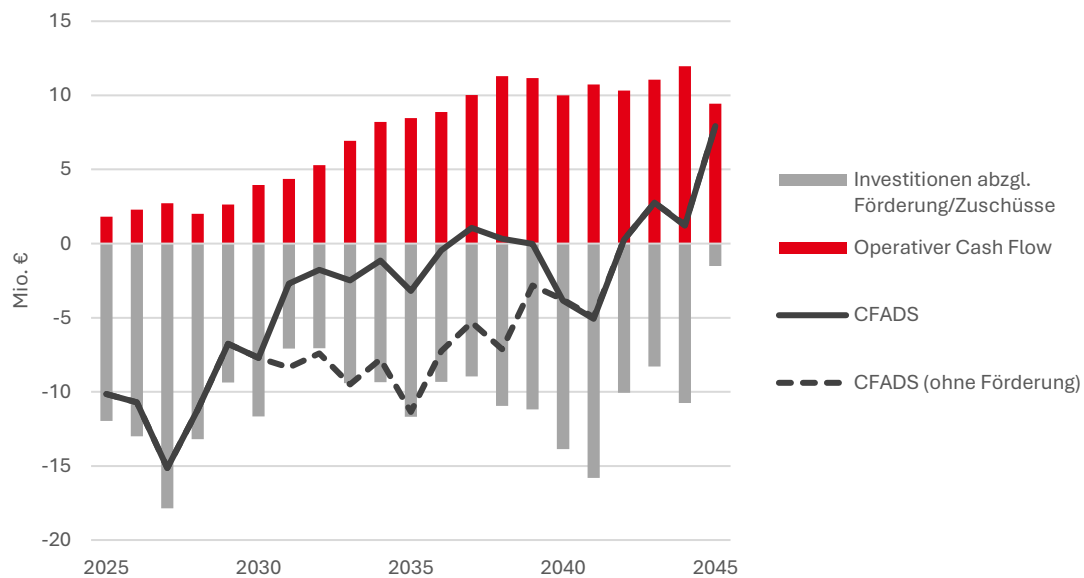


Abbildung 125: Entwicklung des Cashflows (nominal) in der High CAPEX-Variante

Die Entwicklung der Wärmevollkosten kann langfristig durch die Fortführung der Förderungen etwas abgesenkt werden. Die Vollkosten sinken auf ein Niveau, das in etwa der Inflationierung des heutigen durchschnittlichen Fernwärmepreises entspricht (siehe Abbildung 126).

Die Ergebnisse zeigen auch hier, dass die Wirtschaftlichkeit langfristig durch eine Fortschreibung der Förderung stabilisiert werden könnte. Es zeigt sich aber auch deutlich, dass bei einer hohen Investitionsintensität insbesondere in den ersten Jahren des Hochlaufs eine Förderung von hoher Bedeutung ist. Da insbesondere Investitionen in Fernwärmenetze Fixkosten verursachen, die nicht bzw. nicht vollständig über die Wärmepreise refinanziert werden können, bietet es sich an, die Förderung in stärkerem Umfang hierauf zu lenken.

Unter der Maßgabe, dass die Investitionen durch den Betreiber nur realisiert werden können, wenn diese wirtschaftlich darstellbar sind, sind die Realisierbarkeit von Preiserhöhungen und die Bereitstellung von Fördergeldern interdependent. Unter der Maßgabe, dass Preiserhöhungen gegenüber den Verbrauchern vermieden oder im Umfang beschränkt werden sollen, bedarf es einer Ausweitung des Fördervolumens. Ist dieses begrenzt, wären stärkere Anhebungen der Wärmepreise die Konsequenz.

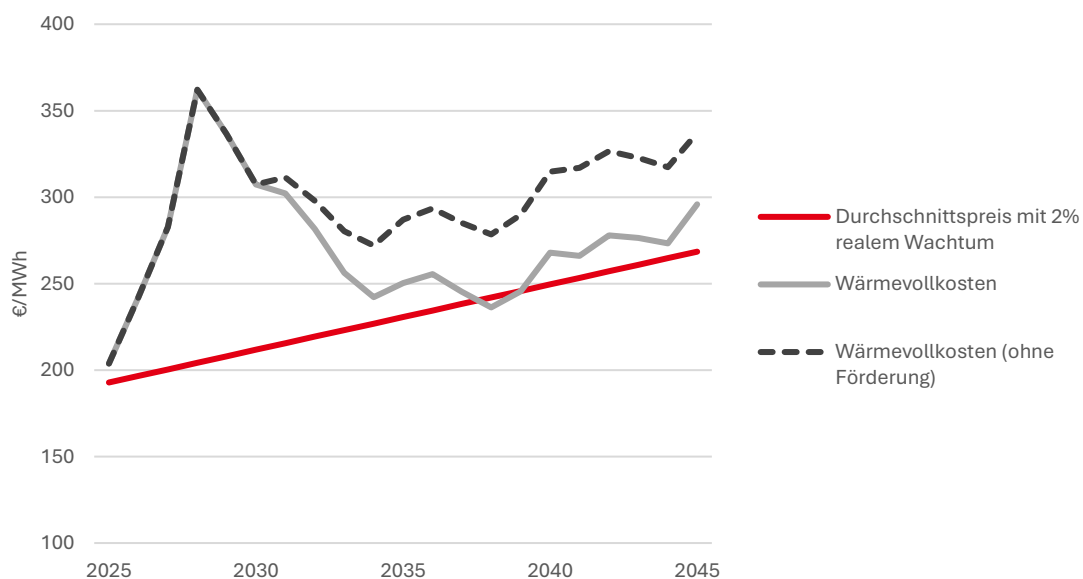


Abbildung 126: Mögliche Entwicklung der Wärmevollkosten (nominal) in der High CAPEX-Variante



Es ergibt sich bei sehr hohen Investitionsanforderungen ein Spannungsfeld zwischen Transformationszielen, Betreiber- und Verbraucherperspektive. Unter der Maßgabe, dass Preiserhöhungen gegenüber den Verbrauchern vermieden oder im Umfang beschränkt werden sollen, bedarf es einer Ausweitung des Fördervolumens. Ist dieses begrenzt, wären stärkere Anhebungen der Wärmepreise die Konsequenz.

Zur Sicherstellung der Transformationsziele ist eine Fortsetzung bzw. Ausweitung des Förderregimes unabdingbar

Eine reine Fortsetzung der Förderung kann lediglich in der Low CAPEX-Variante, in der die Investitionen insbesondere in die Netze vergleichsweise niedrig ausfallen, ausreichen, um den notwendigen Ausbau der Fernwärme unter wirtschaftlichen Bedingungen für die Betreiber sowie einer Begrenzung des Anstiegs der Verbraucherpreise zu ermöglichen. Zwar führt die Förderung in diesem Szenario zu einem deutlichen Anstieg der Cashflows und einer Senkung der Vollkosten, dennoch bleibt die Finanzierbarkeit des Ausbaus weiterhin nicht vollständig gesichert, da die Kapitalkosten nur anteilig refinanziert werden können.

Bei hoher Investitionsintensität sind weder das derzeitige Fördervolumen noch das aktuelle Preisniveau für Wärme ausreichend, um den wirtschaftlichen Betrieb für die Betreiber langfristig zu gewährleisten. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Fortsetzung der Förderung zwar erforderlich ist, jedoch nicht in allen Fällen ausreicht, um den notwendigen Ausbau der Fernwärme vollständig zu finanzieren.

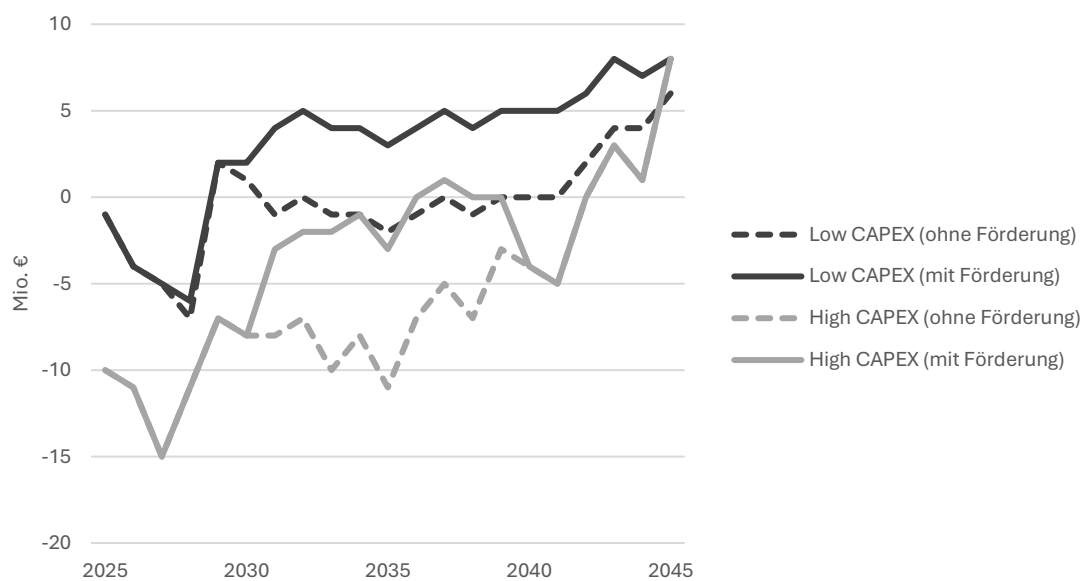


Abbildung 127: Vergleich von Cashflow-Entwicklungen (nominal) für beide Varianten

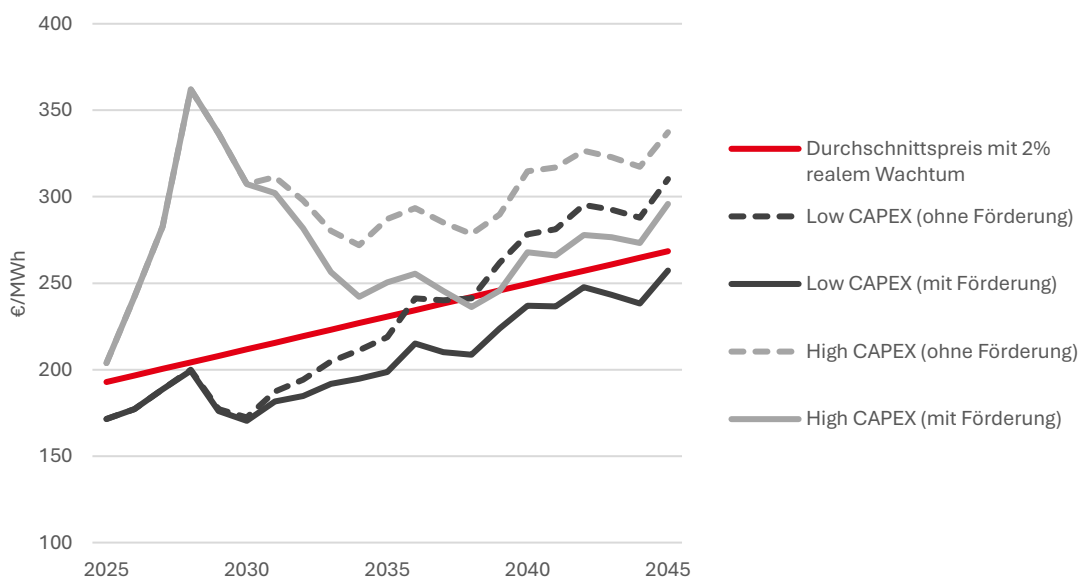


Abbildung 128: Vergleich der Wärmevollkosten (nominal) für beide Varianten

Die Ergebnisse der Analyse stehen im Einklang mit den Erkenntnissen von Agora aus dem Jahr 2024 [73]. Auch sie kommen zu dem Schluss, dass eine Ausweitung der BEW-Förderung notwendig ist, um den Transformationsprozess in der Fernwärme erfolgreich zu gestalten. Darüber hinaus sprechen sie sich für eine Verlängerung der KWKG-Förderung aus, insbesondere zur Unterstützung von Wasserstoff-KWK-Anlagen, die künftig eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung spielen sollen.

8.3.3 Themenschwerpunkt Mengenabsicherung

Bezüglich potenzieller Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Fernwärmebetriebs ist neben der Höhe der Fördergelder und den Wärmepreisen auch die Sicherheit und Planbarkeit ausreichend hoher Absatzmengen ein zentraler Treiber. Abbildung 129 zeigt schematisch die Wirkweise der zentralen Werttreiber auf.

Für die Entscheidung zur Tätigkeit einer Investition (1) bei gegebener Frderkulisser (2) sind insbesondere die Cashflow- und Finanzierungseffekte der Anfangsinvestition relevant. Da sich aufgrund der Investitionen zunächst zu Beginn ein Liquiditätsbedarf ergibt, stellen sich die Erlösrückflüsse erst im Zeitablauf ein. Ein weiterer zentraler Faktor für die Wirtschaftlichkeit aus Betreiberperspektive ist daher zusätzlich der Zeitpunkt der Refinanzierung bzw. Amortisations- oder Break-Even-Zeitpunkt (3).

Dieser Zeitpunkt ist dabei maßgeblich von zwei Faktoren abhängig: dem Mengen- bzw. Absatzvolumen und dessen Planbarkeit sowie den Preisentwicklungen (4). Zwischen diesen Parametern bestehen umfangreiche Interdependenzen, die die Investitionsentscheidung beeinflussen. Banken, die Investitionen finanzieren, stellen in der Regel ebenfalls Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit der Projekte (5).

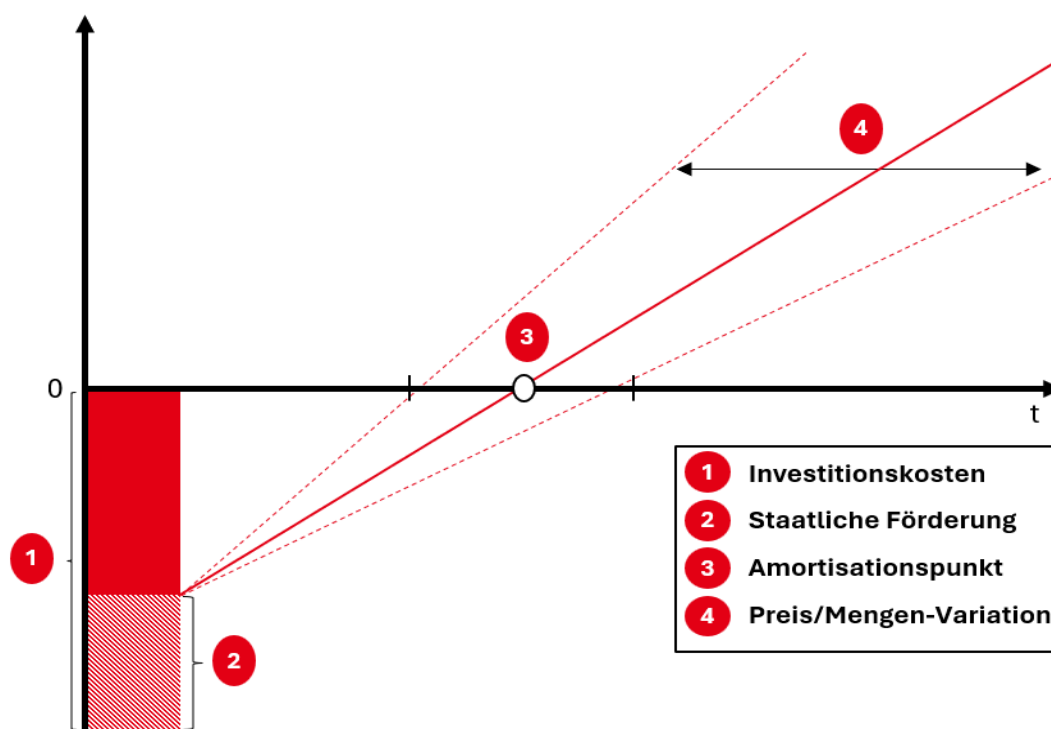


Abbildung 129: Schematische Darstellung der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Im vorherigen Abschnitt wurde bereits der Einfluss und die Bedeutung des Förderrahmens thematisiert. Der aktuelle Ordnungsrahmen sieht hinsichtlich der Absatzmengen keine expliziten Mechanismen vor, die für Betreiber eine Absatzsicherheit garantieren können. Nach Wärmeplanungsgesetz sind zwar Zonierungen möglich und auf Gemeindeebene können darüber hinaus Vorranggebiete definiert werden. Dies führt aber nicht dazu, dass aus Betreibersicht hinreichende

Planungssicherheit besteht. Es bleibt dabei, dass zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung unsicher ist, in welchem Umfang die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlichen Absatzmengen auch tatsächlich erreicht werden können.

Damit der politisch gewünschte Ausbau der Fernwärme erfolgreich umgesetzt werden kann, muss eine angemessene Wirtschaftlichkeit sichergestellt werden. Da die Preise aus Verbrauchersicht jedoch nicht beliebig angehoben werden können und auch die Möglichkeiten einer Ausweitung des Fördervolumens an Grenzen stoßen können, wird im Folgenden untersucht, inwiefern die Rahmenbedingungen so gestaltet werden können, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Fernwärme über die Einführung zusätzlicher Instrumente zur Mengenabsicherung gewährleistet werden kann.

Zunächst wird die Bedeutung ausreichender Absatzmengen für den wirtschaftlichen Fernwärmebetrieb analysiert. Dafür wird eine Sensitivität mit einer verringerten Anschlussquote berechnet. Anschließend werden Vor- und Nachteile von drei Handlungsoptionen beschrieben, mit denen die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlichen Mengen entsprechend abgesichert werden können.

Entwicklung der wirtschaftlichen Kennziffern in Abhängigkeit von der Anschlussquote

Auf Grundlage der o.g. Berechnungen wurde in einem weiteren Schritt c.p. die Höhe der Anschlussquote reduziert. Die dargestellten Grafiken (Abbildung 130 und Abbildung 131) zeigen die Auswirkungen auf die Entwicklung des Cashflows und der Wärmevollkosten für beide Varianten auf. Dabei wurde die Anschlussquote auf zwei Drittel des Basisfalls gesenkt. Beide Szenarien gehen davon aus, dass die Förderung über 2026 beziehungsweise 2028 hinaus fortgesetzt wird.

Im Low CAPEX-Fall hat die reduzierte Anschlussquote nur geringe Auswirkungen. Die Cashflows sinken leicht, und die Vollkosten liegen bis 2040 nur minimal über dem Durchschnittspreis. Dies liegt daran, dass die Low CAPEX-Variante von einer moderaten Erweiterung des Fernwärmenetzes ausgeht, sodass sich eine geringere Anschlussquote nur auf einen kleinen Teil der Gesamteinnahmen auswirkt.

Im High CAPEX-Fall sind die Auswirkungen deutlicher spürbar. Ab 2030 sinken die Cashflows im Durchschnitt um 3,3 Mio. Euro jährlich. Gleichzeitig steigen die Wärmevollkosten im gleichen Zeitraum deutlich an und liegen damit über den gesamten Zeitraum hinweg deutlich über dem angenommenen Durchschnittspreis. Insbesondere in Gebieten mit hohem Fernwärme-Ausbaubedarf besteht daher für Netzbetreiber ein wirtschaftliches Risiko, wenn die angestrebte Anschlussquote nicht erreicht wird. Entscheidend ist daher die Frage, ob und wie möglicherweise ein Beitrag dazu geleistet werden kann, dass ausreichende Anschlussquoten erzielt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

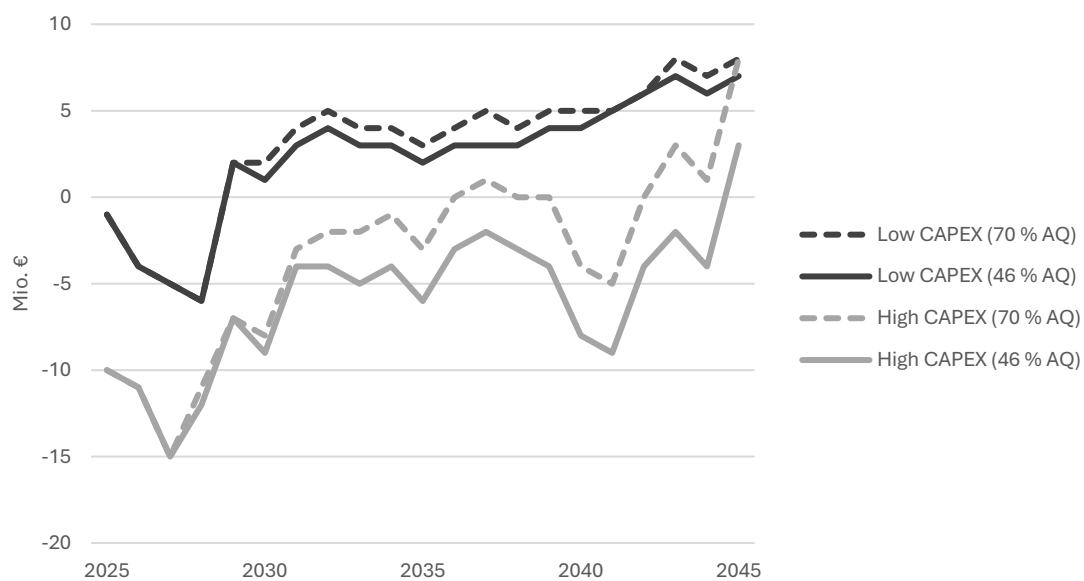


Abbildung 130: Vergleich von Cashflow-Entwicklungen (nominal) für beide Varianten

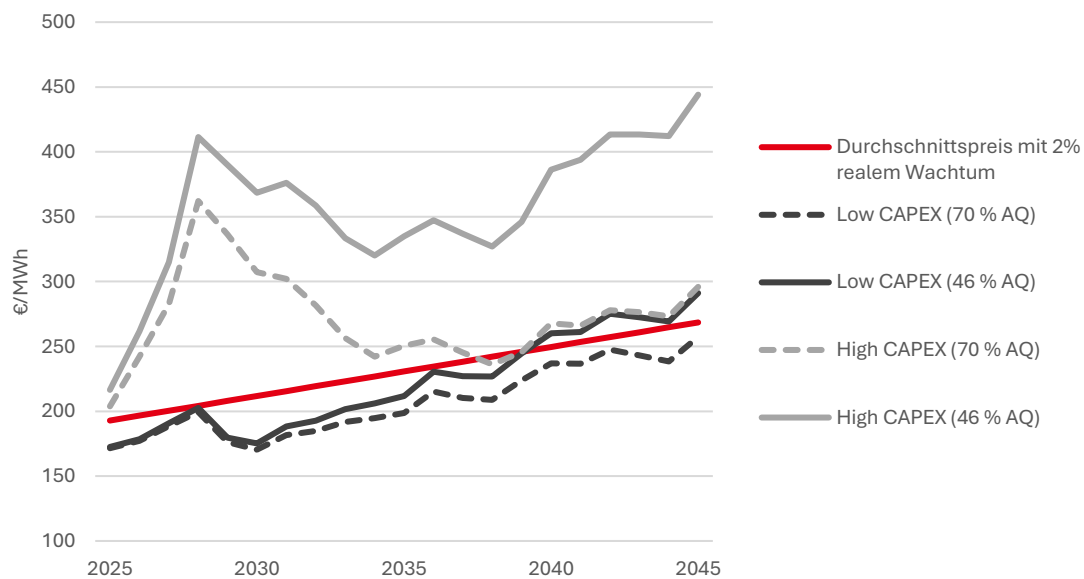


Abbildung 131: Vergleich der Wärmevervollkosten (nominal) für beide Varianten



Insbesondere in Gebieten mit starkem Ausbaubedarf bei der Fernwärme besteht für Netzbetreiber ein wirtschaftliches Risiko, wenn die vorgesehene Anschlussquote nicht erreicht wird. Es stellt sich daher die Frage, wie sichergestellt werden kann, dass entsprechende Anschlussquoten erreicht werden können, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen.

Instrumente zur Absicherung der Anschlussquote

Die Unsicherheit über die tatsächlich erreichbare Anschlussquote in den Netzgebieten stellt für Netzbetreiber ein erhebliches wirtschaftliches Risiko dar. Besonders in Kommunen mit starkem

Ausbaubedarf kann dieses Risiko hoch sein und die Rentabilität der Investitionen gefährden. Wird die angestrebte Anschlussquote nicht erreicht und bleibt die Wärmenachfrage folglich hinter den Erwartungen zurück, hätte dies zur Konsequenz, dass deutlich höhere Wärmepreise erforderlich wären, um die Fixkosten der kapitalintensiven Investitionen zu decken. Zudem könnten die entstehenden Wärmevollkosten bzw. -preise unter Umständen nicht wettbewerbsfähig sein, wodurch das Risiko steigt, dass sich Verbraucher für alternative dezentrale Wärmelösungen entscheiden. Die Modellergebnisse zeigen, dass eine höhere Investitionsintensität die Bedeutung einer Mengensicherung weiter erhöht.

Um dieser Problematik gerecht zu werden, sind im Folgenden drei mögliche Lösungsansätze skizziert:

- eine abgestimmte Förderung (Option 1)
- eine staatliche Mengenabsicherung (Option 2)
- ein Anschluss- und Benutzungszwang (Option 3)

OPTION 1: Abgestimmte Förderung

Im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanungen wird systematisch die Eignung der entsprechenden Gebäude und Gebäudetypen für die jeweiligen Wärmetechnologien untersucht. Dabei bietet sich Fernwärme in der Regel im urbanen Raum mit verdichteten Wärmebedarfen im besonderen Maße an. In dünn besiedelten Gebieten mit geringer Wärmedichte wird Fernwärme hingegen entweder teuer oder unwirtschaftlich. Diese Gebiete bieten sich jedoch häufig in besonderem Maße für den Einsatz von Wärmepumpen an. Das Wärmeplanungsgesetz bietet die Möglichkeit von Zonierungen für den Ausweis von geeigneten Fernwärmegebieten.

Damit die Wirtschaftlichkeit der Fernwärme in diesen ausgewiesenen Gebieten abgesichert werden kann, wäre zu überprüfen, dass sich der Einsatz von Förderinstrumenten für verschiedene Wärmetechnologien nicht gegenseitig kannibalisiert und den Prozess ineffizient gestaltet. Aktuell ist es so, dass die Förderung von Wärmepumpen unabhängig von den Zonierungen des Wärmeplanungsgesetzes erfolgt.

Eine Zielstellung könnte darin bestehen, technologieübergreifende abgestimmte Förderprogramme mit lokal differenzierten Schwerpunkten zu bilden. Dies könnte beispielsweise so ausgestaltet werden, dass in für Fernwärme ausgewiesenen Netzgebieten konkurrierende Heiztechnologien (z. B. Wärmepumpe) nicht/weniger gefördert werden. Entsprechende Vorschläge sind bereits Gegenstand der politischen Diskussion. Im Rahmen dieses Gutachtens wird ebenfalls der Schluss gezogen, dass es sich hierbei um ein geeignetes Instrument handelt.



Eine gegenseitige Kannibalisierung der Wirtschaftlichkeit der Wärmetransformation durch einen ineffizienten Einsatz von Förderinstrumenten sollte vermieden werden. Das Instrument der abgestimmten Förderungen setzt zielführende Anreize zur Absicherung der Wirtschaftlichkeit von Fernwärmenetzen.

OPTION 2: Mengenabsicherung durch öffentliche Hand

Sowohl BEW-Transformationspläne als auch die kommunalen Wärmepläne analysieren die Wärmefachfrage und identifizieren potenzielle Eignungsgebiete für Fernwärme. Diese Analysen können jedoch das tatsächliche Kundenverhalten sowie deren Entscheidungen zur Wahl der Heizungstechnologie nicht vollständig abbilden. Es erfolgt viel mehr eine Abschätzung über deren wahrscheinliches oder theoretisch mögliches Verhalten nach Datenlage. Zudem liegen zum Zeitpunkt der Planungs- und Investitionsentscheidung in der Regel noch keine verbindlichen Verträge oder Absichtserklärungen der potenziellen Kunden vor.

Dies bedeutet, dass Fernwärmeunternehmen zwar mit gewissen Anschlusswahrscheinlichkeiten planen können, jedoch keine Rechtsverbindlichkeit über die tatsächliche Realisierung der Anschlüsse besteht. Investitionsentscheidungen für den Fernwärmeausbau müssen somit unter Unsicherheit und wirtschaftlichem Risiko getroffen werden.

Vor dem Hintergrund, dass insbesondere die Tiefbaukosten ein maßgeblicher Treiber für die Investitionskosten sind, erscheint es rational, im Zuge einer Baumaßnahme bereits möglichst viele einzelne Anschlüsse realisieren zu können. Hierdurch können mehrfache iterative Tiefbauarbeiten vermieden werden.

Ein möglicher Lösungsansatz könnte in einer staatlichen Mengenabsicherung bestehen: Durch entsprechende Absicherungen könnte eine Garantie oder Sicherheit gewährt werden, dass eine wirtschaftlich tragfähige Anschlussquote erreicht wird. Dies würde Netzbetreibern ermöglichen, ihre Netzinvestitionen mit höherer Planungssicherheit durchzuführen. Sollte sich im Nachhinein zeigen, dass geringere Anschlussquoten realisiert werden, könnte die Differenz durch die öffentliche Hand ausgeglichen werden.

Gleichzeitig birgt ein solcher staatlicher Eingriff das Risiko von Fehlanreizen. Wenn Netzbetreiber sich auf staatliche Garantien verlassen können, besteht die Gefahr, dass unwirtschaftliche Netze gebaut oder Gebiete erschlossen werden, die langfristig nicht tragfähig sind. Dies wäre weder im Interesse der Allgemeinheit noch der Betreiber.

Vor diesem Hintergrund gewinnt die Rolle einer fundierten, technologieoffenen kommunalen Wärmeplanung an Bedeutung. Ziel muss es sein, Eignungsgebiete für verschiedene Wärmelösungen auf Basis objektiver Kriterien auszuweisen – und dabei politische oder wirtschaftliche Einzelinteressen zu vermeiden. Gelingt eine solche transparente und sachlich fundierte Planung, kann sie eine tragfähige Grundlage dafür bieten, in geeigneten Fernwärmegebieten Maßnahmen zu ergreifen, die den Unternehmen Investitionssicherheit geben, ohne dabei auf Anschlusszwänge für Endkundinnen und -kunden zurückzugreifen.

Eine staatliche Mengenabsicherung könnte hierfür ein möglicher Weg sein. Allerdings ist ihre konkrete Ausgestaltung anspruchsvoll: Sie setzt nicht nur eine objektive Planung voraus, sondern erfordert auch eine differenzierte Festlegung von Schwellenwerten – etwa in Bezug auf die abgesicherte Anschlussquote –, die wirtschaftlich tragfähig, zugleich aber nicht überkompensierend wirken.

Angesichts der hohen Investitionsrisiken beim Ausbau und Neubau von Fernwärmenetzen erscheint es angebracht, auch die Diskussion über staatliche Mengenabsicherungen weiter zu vertiefen. Es sollte geprüft werden, ob und – wenn ja – wie eine solche Absicherung ausgestaltet sein kann, um Planungssicherheit zu schaffen, Fehlanreize zu vermeiden und eine sozial wie wirtschaftlich tragfähige Umsetzung der Wärmewende zu unterstützen.



Zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen könnte eine Absicherung entsprechender Ausbauziele durch die öffentliche Hand erwogen werden. Eine konkrete Ausgestaltung dieses Modells sowie eine detaillierte Abwägung der Vor- und Nachteile wären über diese Studie hinaus empfehlenswert.

OPTION 3: Anschluss- und Benutzungszwang

Im Zusammenhang mit der Gestaltung des Ordnungsrahmens und den Rahmenbedingungen für Fernwärme wird häufig die Einführung eines Anschluss- und Benutzungszwangs (ABZ) diskutiert. Im aktuellen Ordnungsrahmen, beispielsweise im Wärmeplanungsgesetz, obliegt die Definition von Vorranggebieten und die Zonierung bis hin zur möglichen Einführung eines ABZ den jeweiligen Gemeinden. Diese Möglichkeit besteht bereits heute, wird in der Praxis jedoch nur in Ausnahmefällen umgesetzt.

Für Fernwärmeunternehmen hätte ein ABZ den Vorteil, dass das Mengensicherungsrisiko teilweise verringert und eine tendenziell höhere Anschlussquote für anstehende Investitionen geschaffen wird.

Gleichzeitig sind mit der Einführung eines solchen Zwangs erhebliche Nachteile und Herausforderungen verbunden. Die Entscheidungsfreiheit der Endverbraucher würde erheblich eingeschränkt, da die Möglichkeit zur freien Wahl des Heizsystems entfällt. Dies hätte direkte Auswirkungen auf den Systemwettbewerb, da durch die eingeschränkten Auswahlmöglichkeiten der Konkurrenzdruck zwischen verschiedenen Heiztechnologien verringert würde. Viele Marktteilnehmer sehen in einem ABZ zudem die Notwendigkeit einer Preisregulierung, um die wirtschaftlichen Bedingungen für Verbraucher fair zu gestalten [71].

Ein weiteres Problem bestünde darin, dass Kunden die Möglichkeit genommen würde, auf technische Innovationen oder kostengünstigere Entwicklungen anderer Heizsysteme zu reagieren. Die politische Forderung nach Technologieoffenheit und freier Wahlmöglichkeit für Verbraucher steht ebenfalls im Konflikt mit einem ABZ. In der Folge könnten soziale Spannungen oder populistische Tendenzen begünstigt werden.



Ein ABZ bietet aus Sicht der Fernwärmeunternehmen Vorteile, ist jedoch auch mit erheblichen Risiken in Bezug auf die Akzeptanz verbunden. Aus diesem Grund sollte die Einführung im Einzelfall sorgsam abgewogen werden.

8.3.4 Themenschwerpunkt Preisbildung

Für die Preisbildung in der Fernwärme sind gegenwärtig im Wesentlichen die Regelungen der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) und der Wärmelieferverordnung (WärmeLV) maßgeblich.

Die WärmeLV umfasst u.a. Regelungen zur Preisweitergabe für Wärme im Wohnungsbaubereich bzw. bei Mietwohnungen. Sie regelt unter anderem den Kostenvergleich einer Wärmelieferung mit den Betriebskosten einer Eigenversorgung. Für den Ausbau der Fernwärme stellt die WärmeLV aus Sicht vieler Marktteilnehmer aktuell jedoch ein Hemmnis dar, da eine vollständige Preisweitergabe aufgrund des rückwärtsgewandten Vergleichs variabler Kosten nicht sichergestellt ist.

Die AVBFernwärmeV regelt die allgemeinen Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme und enthält wesentliche Bestimmungen für das Verhältnis zwischen Fernwärmeversorgern und ihren Kunden. Insbesondere definiert sie die Möglichkeiten zur Preisgestaltung sowie die Einführung und Ausgestaltung von Preisanpassungsklauseln (PAK). PAK in Fernwärmelieferungsverträgen unterliegen einer strikten Regulierung, um eine gerechte Preisgestaltung zu gewährleisten. Gemäß der AVBFernwärmeV müssen sie sowohl die tatsächlichen Kosten der Wärmeerzeugung als auch Marktentwicklungen fair widerspiegeln.



Eine Weiterentwicklung von AVBFernwärmeV und WärmeLV wird seit einiger Zeit in der Branche diskutiert. Der Bedarf einer Weiterentwicklung wurde erkannt. Jedoch konnte eine Beschlussfassung und Einigung auf eine entsprechende Zielrichtung noch nicht realisiert werden.

Im Folgenden wird analysiert, inwiefern sowohl hinsichtlich der Preishöhe als auch der Preisstrukturen Handlungsbedarf bezüglich der Rahmenbedingungen besteht.

Veränderung der Kostenstrukturen

Die Transformation und der Ausbau der Fernwärmeversorgung erfordern umfangreiche Investitionen, welche mit Veränderungen in der Absatz- und Erzeugungsstruktur einhergehen und zu einem deutlich höheren Anteil der Fixkosten führen.

Ein zentrales Problem stellt hierbei das Ungleichgewicht zwischen Fixkosten und Grundpreis dar. Aktuell werden in vielen Preissystemen lediglich ca. 20 % der Kosten über den Grundpreis gedeckt, obwohl die Fixkosten perspektivisch 60 – 90 % der Gesamtkosten ausmachen. Der starke Anstieg der Fixkosten ist primär auf den Netzausbau sowie die Verlagerung der Erzeugung auf kapitalintensive Anlagen mit geringeren variablen Kosten zurückzuführen. Eine mögliche Lösung für Fernwärmeunternehmen (FVU) könnte daher in der Schaffung erweiterter Möglichkeiten bestehen, Anpassungen der Preisbestandteile und eine Angleichung an die realen Kostensituationen innerhalb der PAK vornehmen zu können.

Die derzeitige Indexierung über Preisgleitklauseln der aktuellen Grund- und Leistungspreise reicht häufig nicht aus, um diese veränderten Kostenstrukturen sachgerecht abzubilden. Wie in Abbildung

132 ersichtlich, verringert sich im Low CAPEX-Fall der Anteil der mengenabhängigen Kosten bis 2045um fast die Hälfte. Dies ist maßgeblich getrieben von der Umstellung der Erzeugung hin zur Großwärmepumpe und anderen regenerativen Technologien, welche einen geringeren Brennstoffeinsatz als die fossile KWK und Erdgas-Spitze last haben.

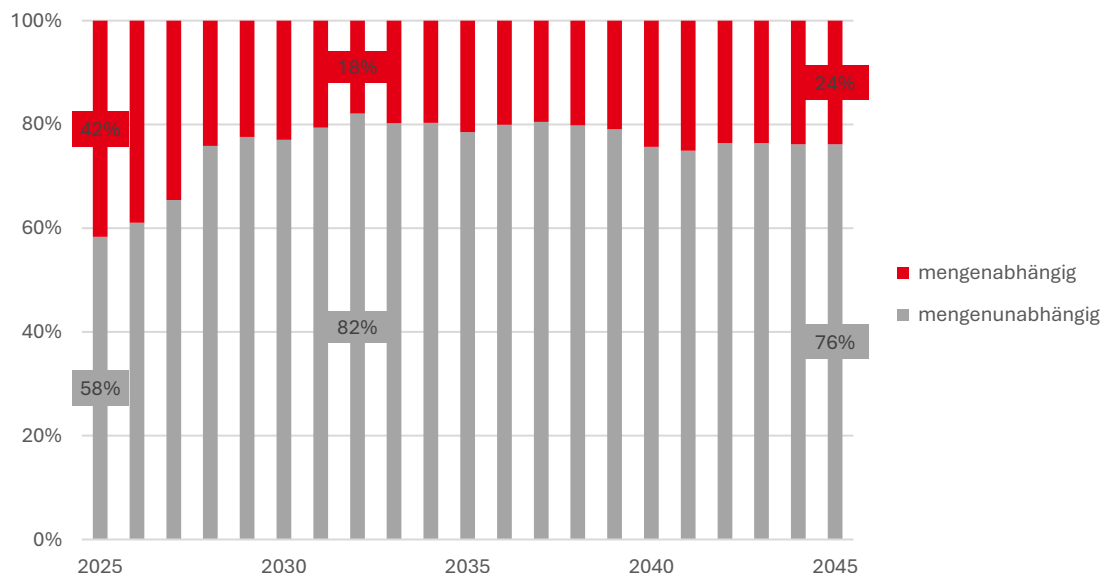


Abbildung 132: Entwicklung der Kostenstrukturen fix/variabel für die Low CAPEX-Variante

Im High CAPEX-Fall ergeben sich vergleichbare Auswirkungen auf die Kostenstrukturen. Zwar steigt der mengenabhängige Anteil aufgrund eines höheren Wasserstoffanteils im Zieljahr leicht an, doch die Grundzusammenhänge bleiben bestehen (siehe Abbildung 133). Daher wäre eine Anpassung der Preisstrukturen und der Preisgleitklauseln, insbesondere eine Anhebung der Grund- und Leistungspreise, eine verursachungsgerechte Lösung.

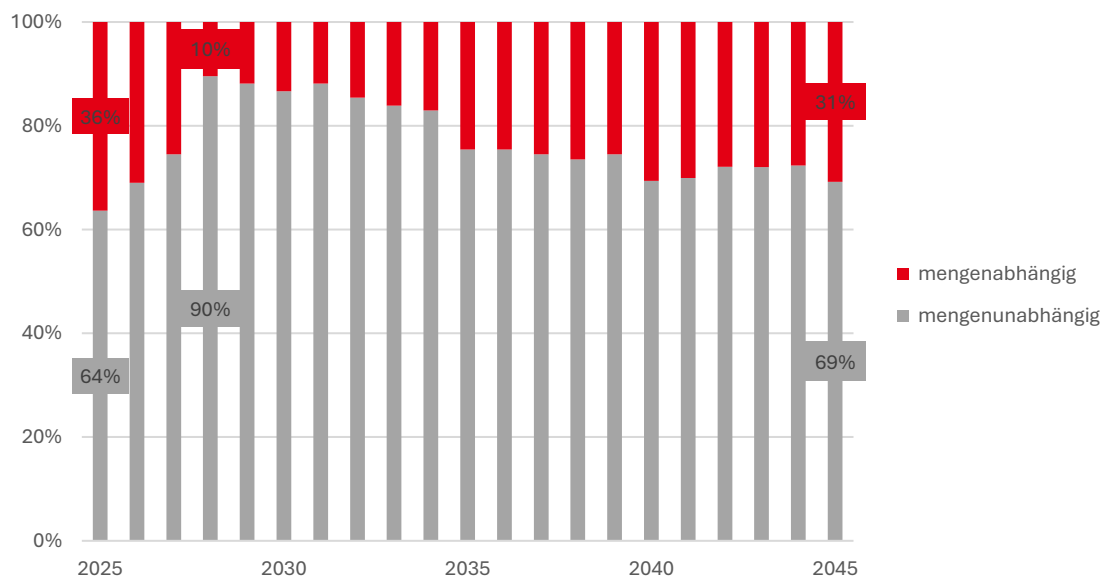


Abbildung 133: Entwicklung der Kostenstrukturen fix/variabel für die High CAPEX-Variante



Der starke Anstieg der Fixkosten durch den Netzausbau und der Übergang zu kapitalintensiveren, emissionsärmeren Erzeugungsanlagen mit geringeren variablen Kosten erfordert eine Anpassung der Preisstrukturen durch Anhebung der mengenunabhängigen Komponenten sowie der Preisgleitklauseln, um die tatsächlichen Kostenrelationen eines transformierten Fernwärmesystems adäquat abzubilden.

8.3.5 Teilrealisierung als mögliche Auswirkung unzureichender Rahmenbedingungen

Aktuell existiert wie oben beschrieben in vielen Wärmenetzen die Problematik, dass die am Markt erzielbaren Preise im aktuellen Förderrahmen nicht ausreichen, um die notwendigen Investitionen und Kosten zu finanzieren. Gleichzeitig sind die Möglichkeiten zur Preisanpassung gegenüber den Verbrauchern begrenzt, da ihre Zahlungsbereitschaft limitiert ist. Eine Ausweitung des Förderrahmens stößt zudem an Grenzen, da dies fiskalischen bzw. Haushaltsfragen unterliegt.

In der Praxis zeigt sich daher aufgrund des o.g. nicht auflösbaren Spannungsfeldes häufig, dass Fernwärmebetreiber dergestalt reagieren, dass sie ihre Investitionen auf Maßnahmen beschränken, die unter den bestehenden Förder- und Erlösstrukturen wirtschaftlich darstellbar sind. Dies ist schematisch in Abbildung 134 dargestellt. Da der Netzausbau nicht auf Kosten der wirtschaftlichen Stabilität der Unternehmen erfolgen kann, liegt der betriebliche Fokus auf einer gezielten Priorisierung von Investitionen, allerdings unterhalb der zur Erreichung der Transformationsziele notwendigen Ausbauzahlen. Dabei besteht die Gefahr, dass nicht nur die Transformationsziele im Wärmesegment verfehlt werden, sondern sich zusätzlich negative Rückwirkungen auf andere Medien ergeben könnten, da dort ebenfalls Planungsprämissen verletzt werden indem entsprechende Kompensationen zur Sicherstellung der kundenseitigen Wärmeversorgung nötig werden.

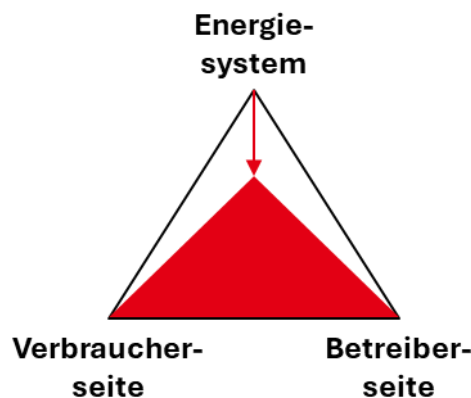


Abbildung 134: Auflösen des Spannungsfelds durch Reduktion der Ausbauziele

So werden beispielsweise vorrangig Großkunden mit hohem Wärmeabsatz und vergleichsweise geringen Investitionsanforderungen erschlossen. Dies führt jedoch zumeist dazu, dass die Transformation nicht in vollem Umfang realisiert werden kann und der Netzausbau hinter dem volkswirtschaftlich optimalen Maß zurückbleibt. Folglich können die energiepolitischen Transformationsziele nicht vollständig erreicht werden.

Wie beschrieben ist das Spannungsfeld in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit umso größer, je weniger Synergien erschlossen werden können und je weniger auf bestehenden Strukturen aufgesetzt werden kann. Dies bedeutet im Umkehrschluss ebenfalls, dass es unwahrscheinlich ist, dass neue oder andere Marktteilnehmer eine Bereitstellung der Wärmeversorgung kosteneffizienter realisieren können. Insofern wäre die Konsequenz, dass es Gebiete gibt, die zwar ggf. als Fernwärmeeignungsgebiet ausgewiesen werden, dennoch aber kein Bau entsprechender Infrastruktur erfolgt.

Zur quantitativen Veranschaulichung dieser Problematik wurde im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse für die High CAPEX-Variante ein Szenario mit reduziertem Fernwärmeausbau berechnet. Dabei wurde sichergestellt, dass einerseits die gesetzlich vorgeschriebenen Dekarbonisierungsziele eingehalten werden und andererseits die Wirtschaftlichkeit (Finanzierbarkeit der getätigten Investitionen) langfristig gesichert ist. Das Analyseergebnis zeigt, dass in diesem Beispiel der Ausbau des Fernwärmenetzes im Vergleich zum Basisfall lediglich zu 52 % realisierbar ist. Da unterstellt wurde, dass vorrangig wirtschaftlich attraktive Kunden angeschlossen werden, fällt die Reduzierung der Wärmeerzeugung mit 66 % des Basisfalls moderater aus (siehe Abbildung 135 und Abbildung 136).

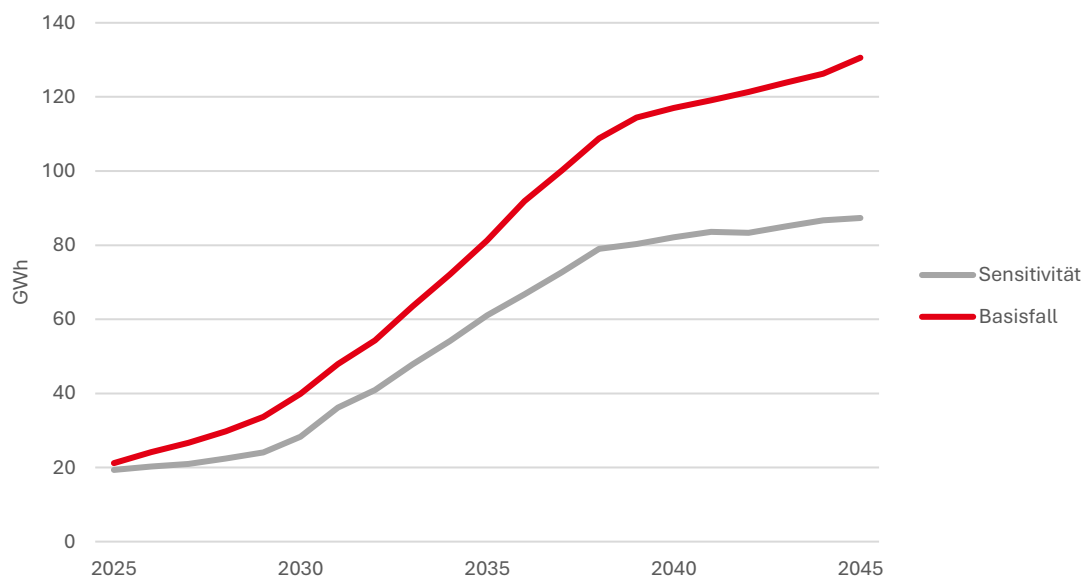


Abbildung 135: Entwicklung des Wärmeabsatzes in GWh

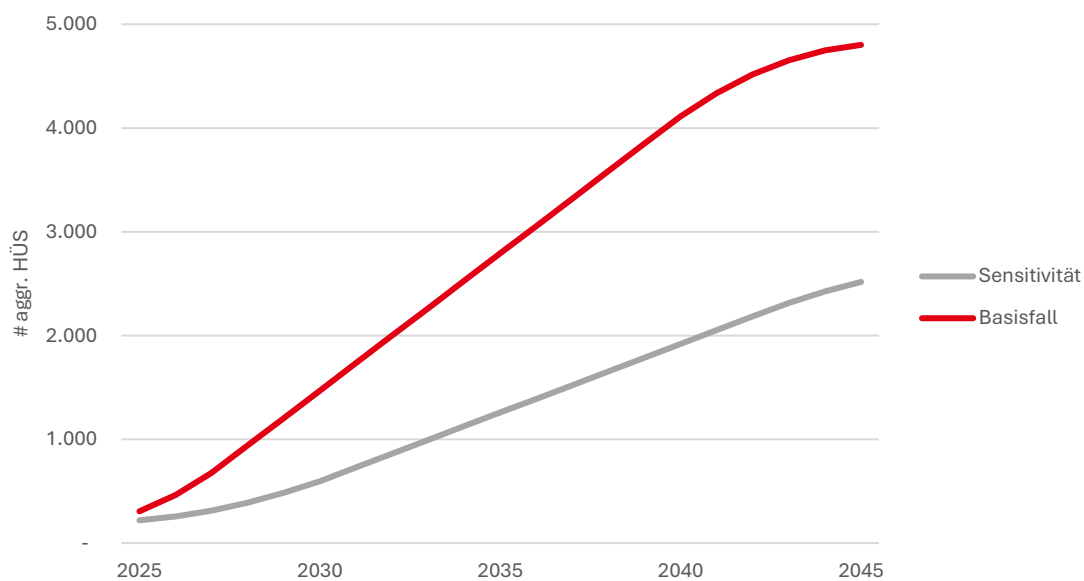


Abbildung 136: Anzahl aggregierter Hausübergabestationen

In der Sensitivität wurde außerdem unterstellt, dass nur besonders rentable Kunden an das Netz angeschlossen werden. Daher wurde die Netzverdichtung stärker fokussiert und Investitionen in Netzerweiterung deutlich reduziert, weshalb das Verhältnis von Netzverdichtung zu Netzerweiterung auf 90 zu 10 % gesetzt wurde, anders als im Basisfall (75 zu 25 %), siehe Abbildung 137.

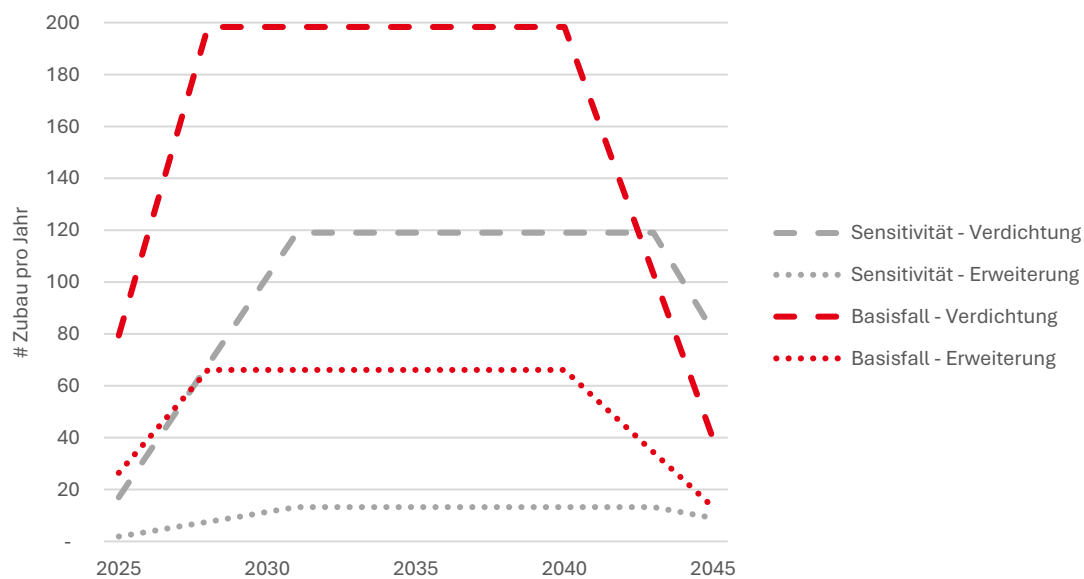


Abbildung 137: Entwicklung des jährlichen Zubaus an Hausübergabestationen

Durch die beschriebenen Maßnahmen der Fokussierung und Reduzierung der Investitionen gelingt es dem Fernwärmeunternehmen, die Wärmeevollkosten deutlich zu senken. Die vorgeschlagene Parametrierung zeigt diesen Effekt exemplarisch auf.

Durch die Reduzierung des Wärmenetzausbaus und die Absenkung des Wärmeabsatzes verringern sich zunächst die erforderlichen Investitionen. Während im Basisfall bis 2045 insgesamt 114 Mio.

Euro in die Wärmeerzeugung und 210 Mio. Euro in den Netzausbau investiert werden müssten, sinkt der Investitionsbedarf in der Sensitivitätsbetrachtung auf 78 Mio. Euro für die Erzeugung und 94 Mio. Euro für den Netzausbau (siehe Abbildung 138).

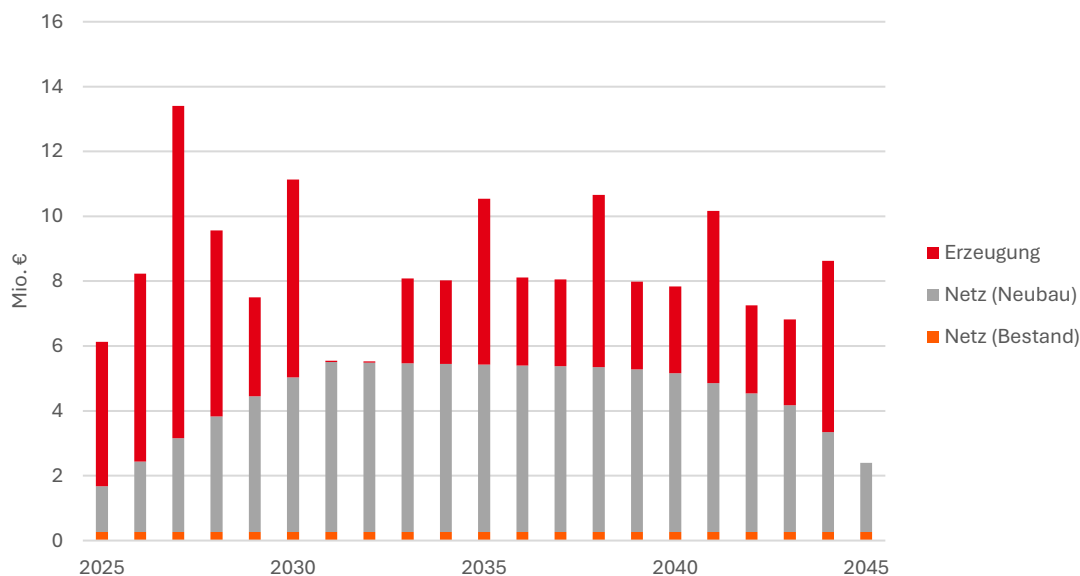


Abbildung 138: Entwicklung der Investitionsbedarfe (nominal) in der Sensitivität der High CAPEX-Variante

Im Vergleich zum Basisfall verläuft die Entwicklung der Cashflows deutlich vorteilhafter, da sie wesentlich schneller wieder ein positives Niveau erreichen. Nur in den Anfangsjahren ist eine zusätzliche Liquiditätszufuhr erforderlich, um Finanzierungslücken zu überbrücken. Ab Mitte der 2030er Jahre stabilisieren sich die Cashflows auf einem Niveau, das ausreicht, um sowohl die notwendigen Ausschüttungen an Investoren als auch die laufenden Finanzierungsverpflichtungen zu decken (siehe Abbildung 139).

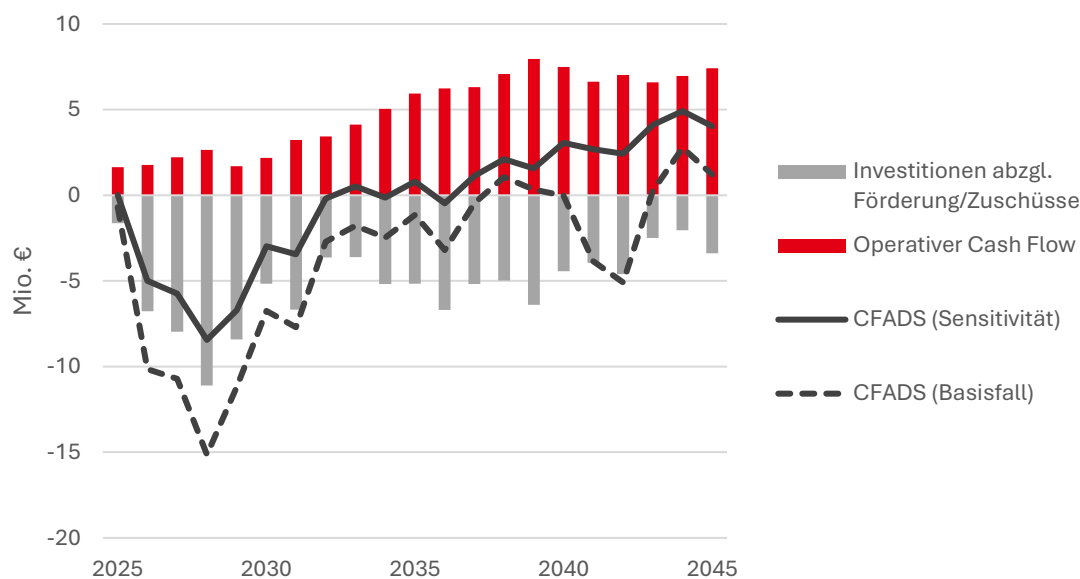


Abbildung 139: Entwicklung des Cashflows (nominal) in der Sensitivität der High CAPEX-Variante

Der reduzierte Ausbau sowohl des Wärmenetzes als auch der Erzeugungstechnologien wirkt sich unmittelbar auf die Entwicklung der Wärmevervollkosten aus. Bereits ab dem Jahr 2032 liegen diese unterhalb der prognostizierten durchschnittlichen Fernwärmepreise. In den Folgejahren verbleiben die Vollkosten auf einem konstant niedrigen Niveau, was die langfristige Planbarkeit und Stabilität der Preisgestaltung erheblich verbessert (siehe Abbildung 140). Dadurch kann aus Betreibersicht die Refinanzierung der getätigten Investitionen über die erzielbaren Wärmepreise sichergestellt werden, ohne dass zusätzliche finanzielle Unterstützungsmaßnahmen erforderlich sind. Dies trägt nicht nur zur wirtschaftlichen Tragfähigkeit des Projekts bei, sondern stärkt auch die Wettbewerbsfähigkeit des Wärmenetzes gegenüber alternativen Versorgungslösungen.

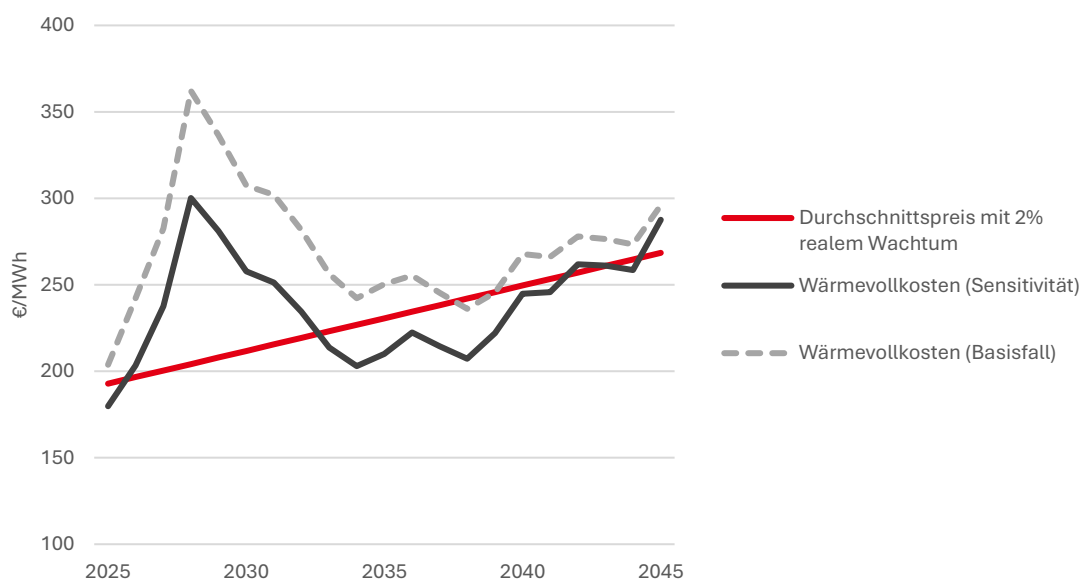


Abbildung 140: Mögliche Entwicklung der Wärmevervollkosten (nominal) in der Sensitivität der High CAPEX-Variante



In der Realität wird aufgrund der begrenzten Möglichkeiten zur Preisweitergabe, fehlender Mengenabsicherung und nicht ausreichender Fördergelder die Investitionsplanung häufig so kalibriert, dass die wirtschaftlichen Ziele auf Ebene des Fernwärmeunternehmens gesichert sind. Dies führt unter den gegebenen Rahmenbedingungen dazu, dass in der Praxis weitere Reduzierungen der Investitionstätigkeit erfolgen, wodurch die Ausbauziele verfehlt werden.

Es besteht zudem die Gefahr, dass nicht nur die Transformationsziele im Wärmesegment verfehlt werden, sondern dass sich zusätzlich negative Rückwirkungen auf andere Medien ergeben könnten, da dort ebenfalls Planungsprämissen verletzt werden indem entsprechende Kompensationen zur Sicherstellung der kundenseitigen Wärmeversorgung nötig werden.

Im Kern geht es an dieser Stelle daher darum, die Rahmenbedingungen derart weiterzuentwickeln, dass die entsprechenden Transformationsziele unter Wahrung der Bedürfnisse sowohl der Betreiber- als auch der Verbraucherseite erreicht werden.

8.3.6 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Fernwärme spielt eine zentrale Rolle in der Transformation des Wärmesektors in Deutschland. Auf Basis der Langfristszenarien des BMWK wurde für Musterhausen die Low CAPEX-Variante als Standardfall modelliert. Ergänzend dazu wurde mit der High CAPEX-Variante ein Beispiel für eine Region dargestellt, in der bislang kein oder nur ein sehr kleines Wärmenetz vorhanden ist.

Die Ergebnisse zeigen, dass unter den aktuellen ordnungspolitischen Rahmenbedingungen keine ausreichende Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzausbaus gewährleistet ist. Weder die Bedienung von Ausschüttungen, Zinsen und Tilgung, noch ein wirtschaftlicher Betrieb sind ohne Förderung realisierbar. Selbst bei geringer Investitionsintensität bleibt der Wärmenetzausbau ohne entsprechende Fördermaßnahmen kaum umsetzbar. Das Auslaufen der beiden wichtigsten Förderprogramme für Fernwärme in Deutschland führt zu erheblichen Finanzierungsproblemen in der Branche.

Gleichzeitig sind die Investitionskosten zur Erreichung der Transformationsziele in einigen Fällen so hoch, dass die Wärmeeinkaufskosten nicht durch die Wärmepreise gedeckt werden können – weder innerhalb der aktuell gültigen Preisgestaltung noch in Anbetracht der Zahlungsbereitschaft der Kunden. Selbst mit einer Weiterführung der bestehenden Förderung ist die Refinanzierbarkeit eines investitionsintensiven Wärmenetzausbaus ohne eine Erhöhung der Preise nicht in allen Fällen gegeben.

Sollte der bestehende Ordnungsrahmen nicht dahingehend angepasst werden, dass sowohl der wirtschaftliche Betrieb der Wärmenetze langfristig gesichert ist als auch die Verbraucherseite nicht überproportional belastet wird, können der Ausbau der Fernwärme und damit die angestrebten Transformationsziele nicht erreicht werden.

Kommunale Wärmeplanungen sollten diesbezüglich in ihrer Qualität derart verbessert werden, dass nach Möglichkeit keine Wärmenetzeignungsgebiete ausgewiesen werden, die sich im Nachhinein als nicht wirtschaftlich betreibbar zeigen.

8.4 Handlungsempfehlungen

Damit die gesteckten Ziele im Bereich Fernwärme erreicht werden können, empfiehlt es sich den Ordnungsrahmen an verschiedenen Stellen weiterzuentwickeln. Einerseits ist die Sicherstellung eines langfristigen und verlässlichen Förderrahmens von zentraler Bedeutung. Das Auslaufen der beiden wichtigsten Förderprogramme für Fernwärme in Deutschland führt zu erheblichen Finanzierungsproblemen in der Branche. Daher ist eine Fortsetzung oder Ausweitung des aktuellen Förderrahmens dringend erforderlich, um den Ausbau der Fernwärme zu finanzieren. Insbesondere im Bereich von Investitionen in Netzinfrastruktur besteht das Risiko, dass die mit diesbezüglichen Investitionen verbundene Zunahme an Fixkosten durch die Wärmepreise nicht ausreichend abgedeckt ist.

Darüber hinaus sollte eine Mengenabsicherung für neu zu erschließende Wärmenetzgebiete geprüft werden. Um das wirtschaftliche Risiko für Netzbetreiber – insbesondere bei starkem Ausbaubedarf – zu begrenzen, stehen verschiedene Instrumente zur Absicherung des Wärmeabsatzes

beziehungsweise der Anschlussquote zur Verfügung. Der gezielte Einsatz von Fördermitteln für unterschiedliche Heiztechnologien stellt hierbei ein geeignetes Mittel zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit dar. Ebenso bietet eine Absicherung der Mengenrisiken durch die öffentliche Hand einen Ansatz mit Vorteilen und Risiken, deren Potenziale vertieft analysiert werden sollten.

Im Hinblick auf den bevorstehenden Ausbaubedarf der Fernwärmenetze ist auch die Weiterentwicklung der Preisbildung notwendig. Die Ziele werden sich nicht ohne Möglichkeiten zur Anpassung der Wärmepreise sowie der Preisstrukturen realisieren lassen. Der Investitionsbedarf zur Erreichung der Transformationsziele ist in einigen Fällen so hoch, dass die Wärmeerzeugungskosten langfristig nicht allein über Wärmepreise in der derzeit geltenden Preisstruktur gedeckt werden können. Die Kostenstruktur von dekarbonisierten Wärmenetzen ist zunehmend von mengenunabhängigen Fixkosten geprägt, was Anpassungen in der Preisbildung erfordert. Insbesondere eine differenzierte Berücksichtigung fixer und variabler Kostenbestandteile in den PAK könnte eine zielführende Lösung zur wirtschaftlichen Absicherung von Fernwärmeunternehmen darstellen.

Kapitel 9

Finanzierung

9 Finanzierung

9.1 Spartenübergreifende Herausforderung der Finanzierung

Herausforderung für Energieversorger in Bezug auf die Finanzierung

Die zukünftige Finanzierung des Infrastrukturausbaus und der damit verbundenen Investitionsanforderungen stellt für die betroffenen Netzbetreiber eine große Herausforderung dar. Wie in den vorigen Kapiteln beschrieben, übersteigen die Investitionsanforderungen der Sparten mit Ausnahme des Erdgasbereichs das in der Vergangenheit beobachtbare Niveau in den nächsten Jahren deutlich. Das bedeutet, dass die Innenfinanzierung aus Abschreibungen nicht ausreicht, die entsprechenden Investitionen zu finanzieren (vgl. Abbildung 141). Es hat sich gezeigt, dass sich negative Cashflows ergeben und entsprechend Liquidität zugeführt werden muss.

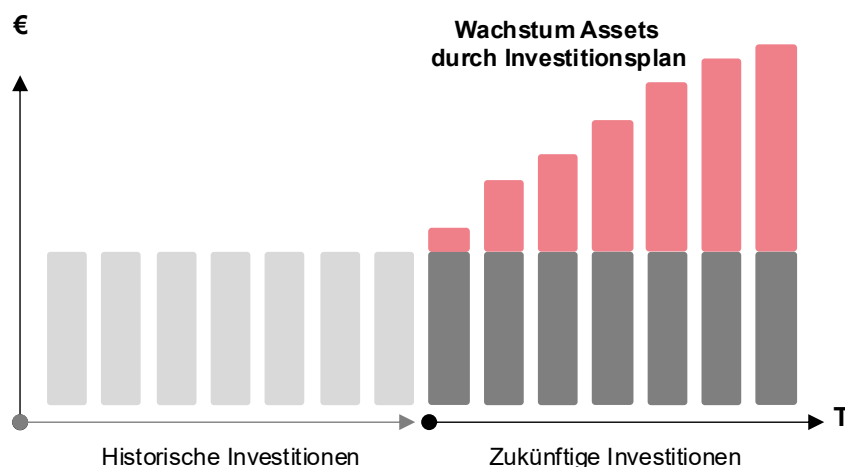


Abbildung 141: Schematische Darstellung der Entwicklung der Investitionsbedarfe

Die Finanzierung und die Bereitstellung zusätzlicher Liquidität kann dabei entweder durch eine weitere Innenfinanzierung durch die Thesaurierung von Gewinnen oder aber die direkte Zufuhr von Liquidität über die Bereitstellung von zusätzlichem Eigenkapital oder aber die Aufnahme von Fremdkapital durch Dritte (z. B. Banken) erfolgen.

Die Bereitstellung zusätzlicher Liquidität liegt im Spannungsfeld zwischen den transformationsbedingten Investitionsanforderungen, den Interessen der Betreiber und insbesondere deren Gesellschaftern und der fremdfinanzierenden Banken (Abbildung 142).

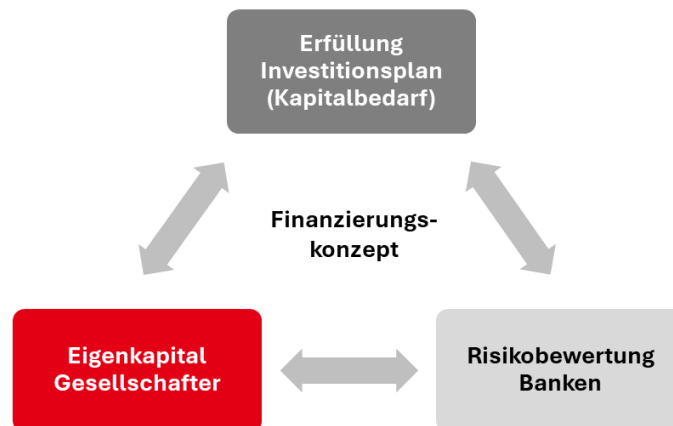


Abbildung 142: Schematische Darstellung des Spannungsfeldes hinsichtlich der Finanzierung.

Jede dieser Alternativen bringt unterschiedliche Herausforderungen und Anforderungen mit sich. Für Banken sind vor allem eine positive Risikobewertung und solide Finanzierungsstruktur mit Blick auf Bedienung des Zinsdienstes und die Möglichkeiten zur Tilgung entscheidend. In einer Tragfähigkeitsanalyse wird hierzu meist der Kreditnehmer anhand von wirtschaftlichen Kennziffern beurteilt. Auf dieser Grundlage wird eingeschätzt, in welchem Umfang Kredite vergeben werden können, ohne dass eine Überschuldung vorliegt oder die Gefahr besteht, Zinsen und Tilgung nicht mehr aus operativen Erträgen bedienen zu können.

Aus Eigentümer- bzw. Investorensicht ist entscheidend, dass das mit der Investition verbundene eingesetzte Kapital bei gegebenem Chancen-Risikoprofil im Vergleich zu einer alternativen Kapitalanlage angemessen verzinst wird. Die Verzinsung bemisst sich dabei meist an der Möglichkeit, entsprechende Gewinnausschüttungen bzw. Dividendenzahlungen vornehmen zu können. Dabei ist zudem zu berücksichtigen, dass sowohl Unternehmen, die am Kapitalmarkt finanziert sind, aber auch kommunale Unternehmen oftmals nur eingeschränkt die Möglichkeit haben, auf Gewinnausschüttungen zur Verbesserung der Innenfinanzierung zu verzichten.

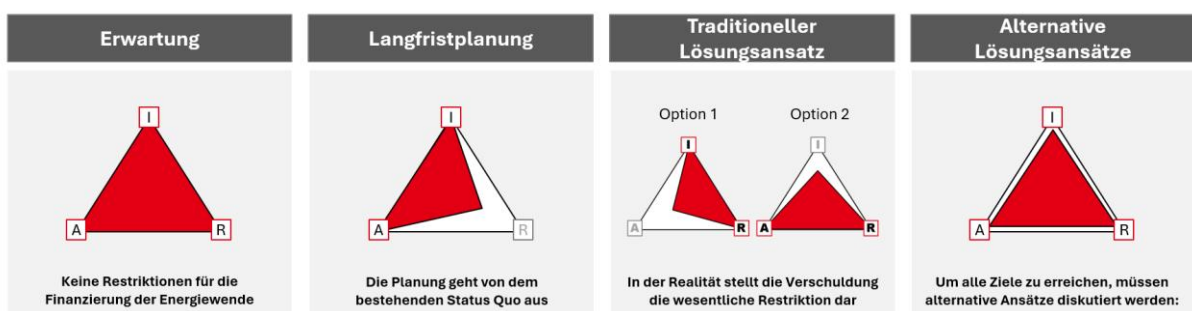


Abbildung 143: Lösungsansätze zur Finanzierung des Infrastrukturausbaus in den Verteilnetzen

Abbildung 143 stellt die Herausforderungen der Finanzierung des Netzausbaus in einem schematischen Zieldreieck dar, das die drei zentralen Faktoren „Investitionen (I)“, „Ausschüttungen (A)“ und „Risikobewertung (R)“ miteinander in Beziehung setzt. Diese Visualisierung zeigt die Entwicklung von der ursprünglichen Erwartung über die Langfristplanung hin zu den Restriktionen des traditionellen Finanzierungsansatzes und die Notwendigkeit alternativer Lösungswege.

Im ersten Schaubild, das als „Erwartung“ gekennzeichnet ist, wird von einer idealisierten Finanzierungsstruktur ausgegangen. Hierbei wird angenommen, dass keine Restriktionen bestehen und es möglich ist, den Investitionsplan vollständig umzusetzen, während gleichzeitig Ausschüttungen an Gesellschafter erfolgen können und Banken das notwendige Fremdkapital bereitstellen. Die Bedürfnislagen aller Dimensionen lassen sich in diesem Fall erfüllen, da die operativen Cashflows ausreichend hoch sind. Die Erfüllung der Erwartungen aller Beteiligten war in der Vergangenheit in der Regel möglich. Angesichts der hohen Investitionsbedarfe für die Transformation des Energiesystems stellt sich jedoch die Frage, in welche Richtung ein sich ergebendes Spannungsfeld aufgelöst werden kann.

In der Praxis wird häufig versucht, zunächst die Dimensionen der Investitionsanforderungen und der Gesellschaftererwartungen zu bedienen, indem Liquiditätsbedarfe durch zusätzliche Kreditaufnahmen getätigt werden. Dies kann jedoch zu einer wachsenden Diskrepanz zwischen Investitionen und Risikobewertung aus Bankensicht führen. Das Zieldreieck verdeutlicht, dass sich die Risikobewertung durch Banken verschlechtern kann, sobald sich der Verschuldungsgrad über ein bestimmtes Maß hinaus erhöht bzw. die Eigenkapitalquote unter ein bestimmtes Maß absinkt. Kennziffern zur Beurteilung der Tragfähigkeit können beispielsweise der dynamische Verschuldungsgrad oder die Eigenkapitalquote sein. Werden diese Restriktionen verletzt, sind Banken häufig nicht mehr bereit, weitere Investitionen zu finanzieren.

Tritt dieser Fall ein, bestehen weitere Lösungsansätze darin, entweder aus Gesellschaftersicht ganz oder zumindest teilweise auf Ausschüttungen zu verzichten (Option 1) oder aber den Investitionsumfang an das finanzierbare Niveau (Option 2) anzupassen.

Die exemplarische Darstellung zeigt, dass in der Realität die Verschuldungsfähigkeit auf Unternehmensebene die zentrale Restriktion darstellt. Banken setzen klare Grenzen für die maximale Kreditaufnahme, sodass Unternehmen und deren Gesellschafter u.U. gezwungen sind, ihre Strategien anzupassen. Das Zieldreieck veranschaulicht dies durch die Reduktion einer der Faktoren, was jeweils eine Anpassung der Finanzierungsstrategie erfordert.

Da beide Optionen für sich genommen erhebliche Einschränkungen mit sich bringen können, wird im letzten Abschnitt des Bildes die Notwendigkeit alternativer Lösungsansätze hervorgehoben. Diese Ansätze zielen darauf ab, das Spannungsfeld zwischen Investitionen, Ausschüttungen und Risikobewertung aufzulösen, ohne dass einer der Faktoren übermäßig beeinträchtigt wird.

Im Folgenden wird für Musterhausen aufgezeigt, wie sich die eben beschriebenen Herausforderungen ausprägen. Für verschiedene Szenarien werden die Spielräume für klassische Finanzierungsstrategien wie Fremdkapitalaufnahme, Thesaurierung und EK-Einlage analysiert und Grenzen aufgezeigt.



Die zukünftige Finanzierung der SW Musterhausen liegt im Spannungsfeld zwischen dem Investitionsplan, den Interessen der Gesellschafter und der Banken. Die Liquiditätszufuhr kann im Grundsatz entweder über Kreditaufnahme (Fremdkapital), Thesaurierung oder Eigenkapitalzufuhr erfolgen.

Exkurs: Tragfähigkeitsanalyse zur Beurteilung der Finanzierungsfähigkeit aus Sicht der Banken

Eine Tragfähigkeitsanalyse dient dazu, die langfristige Finanzierbarkeit eines Unternehmens zu bewerten und basiert auf der zukünftigen Ertrags- und Innenfinanzierungskraft. Dabei wird der aus dem Businessplan abgeleitete Cashflow analysiert, um sicherzustellen, dass dieser den Finanzbedarf für den gesamten Planungszeitraum abdeckt. Der Finanzierungsbedarf umfasst nicht nur den operativen Bereich, sondern auch Investitionen sowie das Umlaufvermögen, sodass eine umfassende Betrachtung der finanziellen Situation erfolgt. Um diesen Bedarf zu decken, muss ein maßgeschneidertes Finanzierungskonzept entwickelt werden, das verschiedene Finanzierungsbausteine wie Eigenkapital, eigenkapitalähnliche Instrumente oder klassische Bankkredite und Schuldscheine kombiniert. Die Auswahl der Finanzierungsinstrumente hat je nach Ausgestaltung unterschiedliche Auswirkungen auf die finanzielle Planung und Struktur des Unternehmens. Aus Sicht des Unternehmens besteht das Ziel der Tragfähigkeitsanalyse darin, eine Finanzierungsstrategie zu entwickeln, die den Liquiditätsbedarf deckt und die bankenüblichen Covenants einhält. Aus Sicht der Banken liegt der Fokus darauf, die Sicherstellung der Zins- und Tilgungsverpflichtungen des Unternehmens zu gewährleisten, um eine stabile finanzielle Basis für beide Seiten zu schaffen.

Um die Wahrscheinlichkeit der Kreditrückzahlung zu erhöhen, verlangen die finanzierenden Banken Covenants (Vertragsklauseln in Kreditverträgen), die eine Überschuldung des Unternehmens verhindern sollen. Im Falle der Nichteinhaltung werden vertraglich Sanktionen festgelegt. Dabei gibt es neben Informationspflichten und Handlungsrestriktionen im Rahmen von Genehmigungsvorbehalten (qualitativ) auch quantitative Covenants, die Mindestanforderungen an bestimmte Kennzahlen des Unternehmens stellen. Die gängigsten Kennzahlen sind hierbei Eigenkapitalquote, dynamischer Verschuldungsgrad und RAB Ratio. Darüber hinaus kommt speziell bei der Projektfinanzierung der Schuldendienstdeckungsgrad (Debt Service Cover Ratio – DSCR) zum Tragen. Abbildung 144 zeigt, wie sich diese Kennzahlen berechnen:

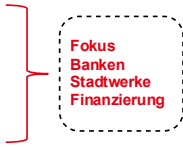
Eigenkapitalquote	EK Quote =	$\frac{\text{Eigenkapital}}{\text{Bilanzsumme}}$	 Fokus Banken Stadtwerke Finanzierung
Dynamischer Verschuldungsgrad	Dyn. VG =	$\frac{\text{Nettoverschuldung}}{\text{EBITDA}}$	
RAB Ratio	RAB Ratio =	$\frac{\text{Nettoverschuldung}}{\text{RAB}}$	
Schuldendeckungsgrad / Debt Service Cover Ratio (DSCR)	DSCR =	$\frac{\text{Operativer Cash Flow}}{\text{Schuldendienst (Zins + Tilgung)}}$	

Abbildung 144: Wesentliche Unternehmenskennzahlen zur Aufnahme von Fremdkapital

9.2 Ergebnisse der spartenübergreifenden Analyse

9.2.1 Beschreibung der Szenarien

Für die Auswertung der integrierten Planung und der Finanzierung für Musterhausen wurden die unterschiedlichen Szenarien in den betrachteten Sparten analysiert. Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass es sich bei Musterhausen um ein Querverbundunternehmen (z. B. Stadtwerk) handelt, welches

gleichzeitig den Infrastrukturbetrieb aller beschriebenen Medien betreibt. Im kommunalen Segment kommen darüber hinaus häufig noch Wasser bzw. Abwasser sowie vereinzelt der Verkehrsbereich hinzu. Diese wurden im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt. Ebenso ist zu beachten, dass Unternehmen teilweise nicht alle der betrachteten Sparten betreiben. So sind beispielsweise Regionalversorger häufig in der Fläche im Strom- und/oder Gasnetzbetrieb tätig, während der Betrieb von Wärmenetzen hingegen eher im urbanen Raum bzw. häufig durch Stadtwerke erfolgt.

Unbeschadet der Heterogenität der Unternehmensstrukturen sind die grundsätzlichen Aussagen zur Finanzierung und Finanzierbarkeit jedoch übertragbar.

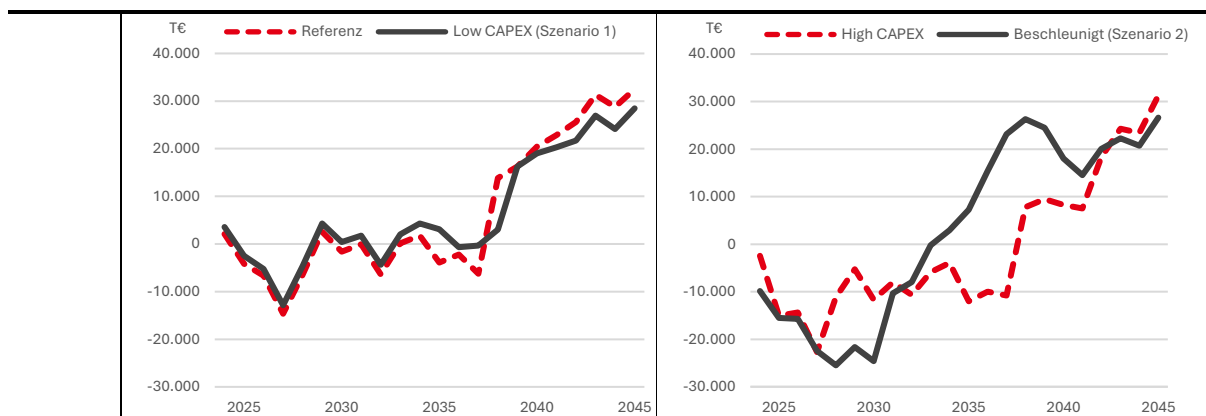
Aus der Vielzahl von Varianten und Sensitivitäten lassen sich eine sehr hohe Anzahl von Kombinationen ableiten. Zur Vereinfachung der weiteren Betrachtungen für die Finanzierung wurden diese geclustert und im Folgenden auf zwei Szenarien reduziert: In Szenario 1 wurde in den drei Sparten Strom, Gas und Wärme jeweils das Low CAPEX-Szenario mit einer niedrigen Investitionsintensität als Grundlage genutzt. Die Berücksichtigung der Referenz-Variante liefert vergleichbare Ergebnisse, sodass dies nicht gesondert diskutiert wird. In Szenario 2 wurde auf eine hohe Investitionsintensität abgestellt, indem für die regulierten Sparten Strom und Gas die beschleunigte Variante sowie das High CAPEX-Szenario für die Wärme berücksichtigt wurden. Auch hier liefert die Analyse der High CAPEX Varianten (ohne Beschleunigung) vergleichbare Ergebnisse, sodass auch diese nicht einzeln ausgewiesen werden.

Tabelle 8 zeigt kumuliert die aggregierten Verläufe der Cashflows. Auf diese Weise wird eine möglichst große Bandbreite an Finanzierungsaspekten erfasst, was die Diskussion über die bestehenden Herausforderungen erleichtert. Es zeigt sich, dass sich auch in Szenario 1 zunächst ein Liquiditätsbedarf ergibt. Danach können die operativen Cashflows zwar einige Jahre die Investitionsbedarfe decken. Eine positive Entwicklung tritt aber erst ab den späten 2030er Jahren ein. Bei höherer Investitionsintensität (Szenario 2) ergibt sich bis Mitte der 2030er Jahre deutlicher Liquiditätsbedarf zur Finanzierung der Investitionen.

Es sei an dieser Stelle erneut darauf hingewiesen, dass die hier dargestellten Free Cashflows noch keine Liquiditätsbedarfe für die Bedienung von Zinsen, Ausschüttungen und Tilgungen beinhalten.

Tabelle 8: Bündelung der Studienergebnisse in Szenarien 1 und 2

	Szenario 1		Szenario 2	
Strom	Referenz	Low Capex	High Capex	Beschleunigt
Gas	Referenz	Low Capex	High Capex	Beschleunigt
Wärme	Low Capex	Low Capex	High Capex	High Capex



9.2.2 Übersicht betriebswirtschaftlicher Kennzahlen Gesamtunternehmen Musterhausen

Abbildung 145 und Abbildung 146 zeigen eine zusammenfassende Übersicht der gesamten Investitionen für Musterhausen in beiden Szenarien. Sie belaufen sich für Musterhausen über den Betrachtungszeitraum auf 611 Mio. Euro bis 737 Mio. Euro. Die Entwicklung der Investitionsausgaben repräsentiert den starken Ausbau der Infrastruktur. Insbesondere in den 2030er Jahren wächst der Investitionsbedarf stetig an, wobei ein jährliches Maximum von 40 bis 45 Mio. Euro erreicht wird.

Auf das Stromnetz entfällt der größte Anteil der gesamten Investitionen: Hier werden über 50 % der Investitionen getätigt. Diese gehen ab 2038 zurück und normalisieren sich zum Ende des Betrachtungshorizontes. Gleiches gilt für die Investitionen in die Wärme. Hierauf entfallen insgesamt ca. 25 % aller Investitionen.

Eine der wesentlichen Herausforderungen der Finanzierung besteht darin, die notwendigen Mittel für die Investitionen der Sparten Strom und Wärme zu beschaffen. Es zeigt sich, dass der Umfang der Investitionen deutlich über das in der Vergangenheit realisierte Niveau hinausgeht (in den Abbildungen exemplarisch 2024 als Referenz).

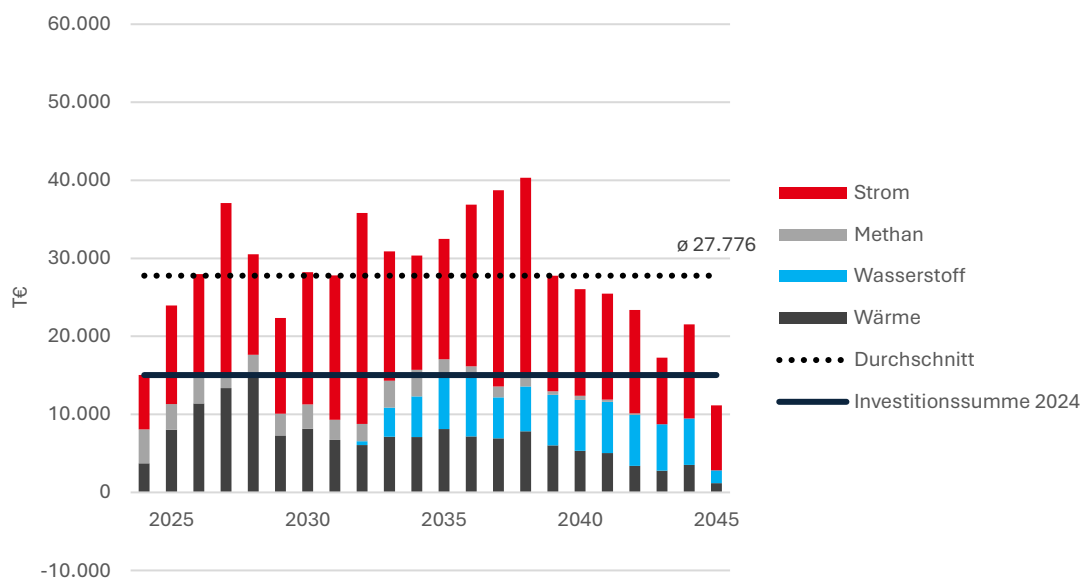


Abbildung 145: Entwicklung der Investitionen bis 2045 – Szenario 1

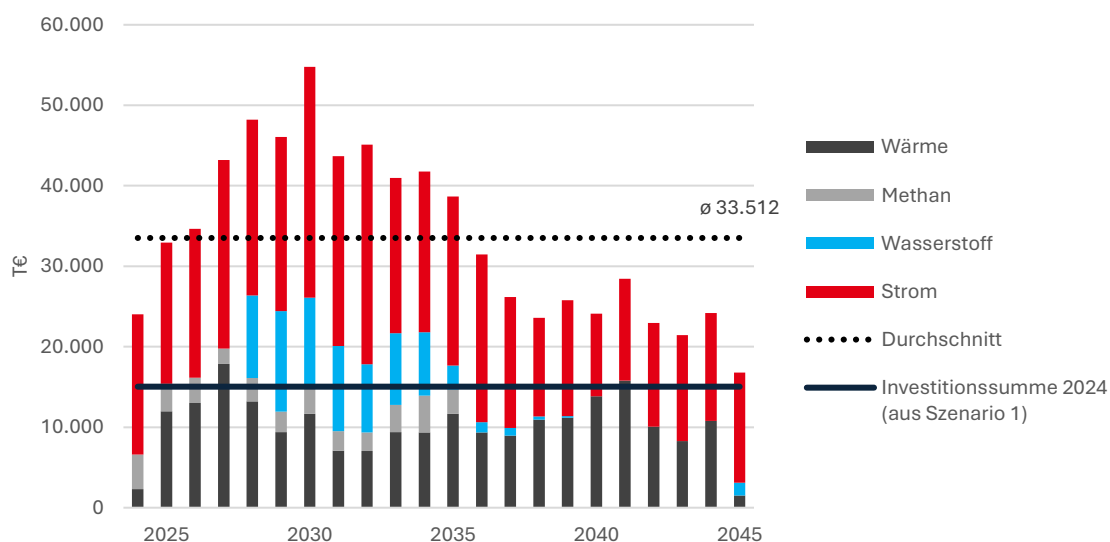


Abbildung 146: Entwicklung der Investitionen bis 2045 – Szenario 2

Das zur Umsetzung der Transformation erforderliche Investitionsvolumen übersteigt das in der Vergangenheit aufgetretene Niveau z.T. sehr deutlich. Insbesondere in den nächsten 10 bis 15 Jahren ergibt sich ein sehr starker Anstieg des Investitionsbedarfs.

Die Gesamtinvestitionen in Szenario 1 belaufen sich über den Betrachtungszeitraum auf 611 Mio. Euro. Den Großteil macht hierbei die Sparte Stromnetz mit 56 % aus, gefolgt von der Wärme mit 25 %. Die Investitionen in Gas und H₂ summieren sich auf 19 % der Gesamtinvestitionssumme für Szenario 1. Die Gesamtinvestitionen in Szenario 2 belaufen sich über den Betrachtungszeitraum auf 737 Mio. Euro. Den Großteil macht auch in diesem Szenario die Sparte Stromnetz mit 54 % aus, gefolgt von der Wärme mit 30 %. Die Investitionen in Gas und H₂ summieren sich auf 15 % der Gesamtinvestitionssumme für Szenario 2.

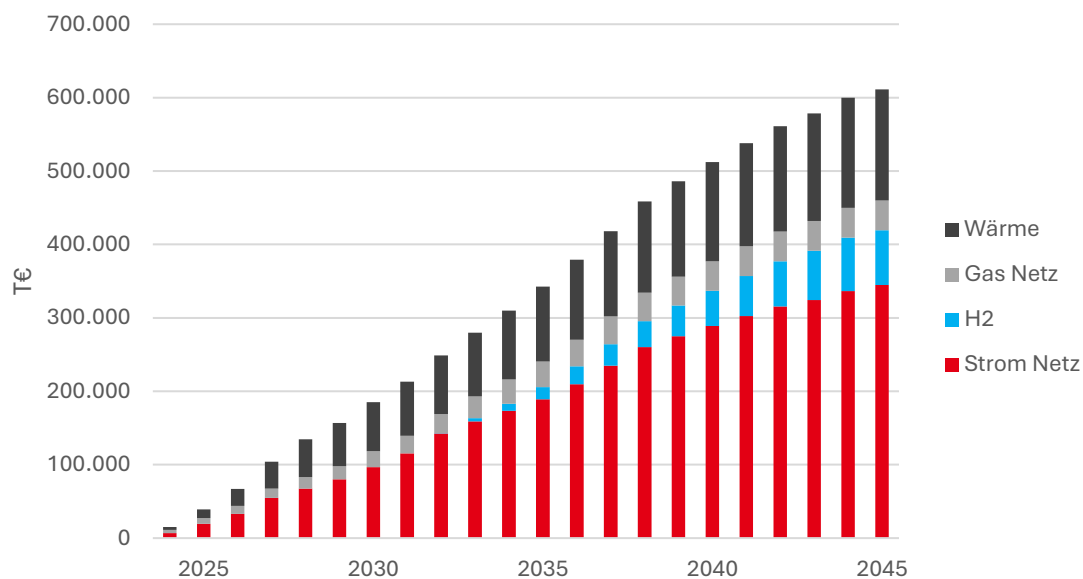


Abbildung 147: Kumulierte Investitionen – Szenario 1

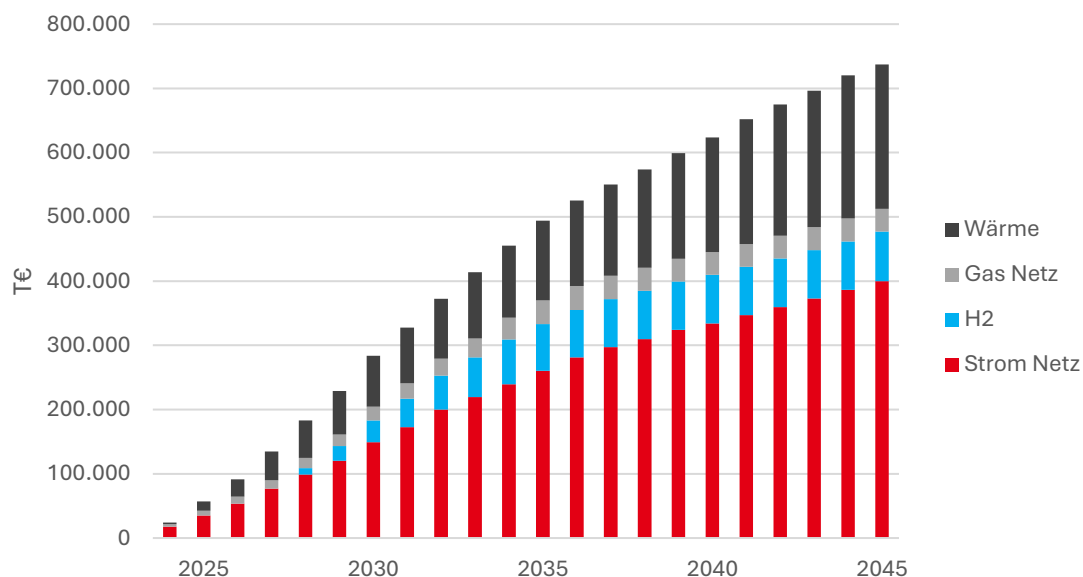


Abbildung 148: Kumulierte Investitionen – Szenario 2

9.2.2.1 Wirtschaftliche Kennzahlen Gesamtunternehmen je Sparte für Szenario 1 (niedrige Investitionsintensität)

Die Entwicklung der operativen Ertragskraft lässt sich über das Ergebnis vor Zinsen, Steuern, Abschreibungen und Tilgungen ausdrücken (EBITDA). Die EBITDA-Entwicklung (vgl. Abbildung 149) zeigt aufgrund der Investitionen und der damit verbundenen zusätzlichen Erträge zunächst einen kontinuierlichen Anstieg der operativen Ertragskraft über den Betrachtungszeitraum hinweg. Insgesamt kann sie für Musterhäuser von 21 Mio. Euro auf 46 Mio. Euro bis zum Jahr 2045 mehr als verdoppelt werden. Insbesondere das Stromnetz trägt wesentlich zu dieser positiven Entwicklung bei.

Hier steigt das EBITDA um das 3,25-fache an. Auch die Wärme verzeichnet ein starkes Wachstum. Hier kann das EBITDA verdoppelt werden. Die Ergebnisbeiträge Wasserstoff wirken erst sehr spät.

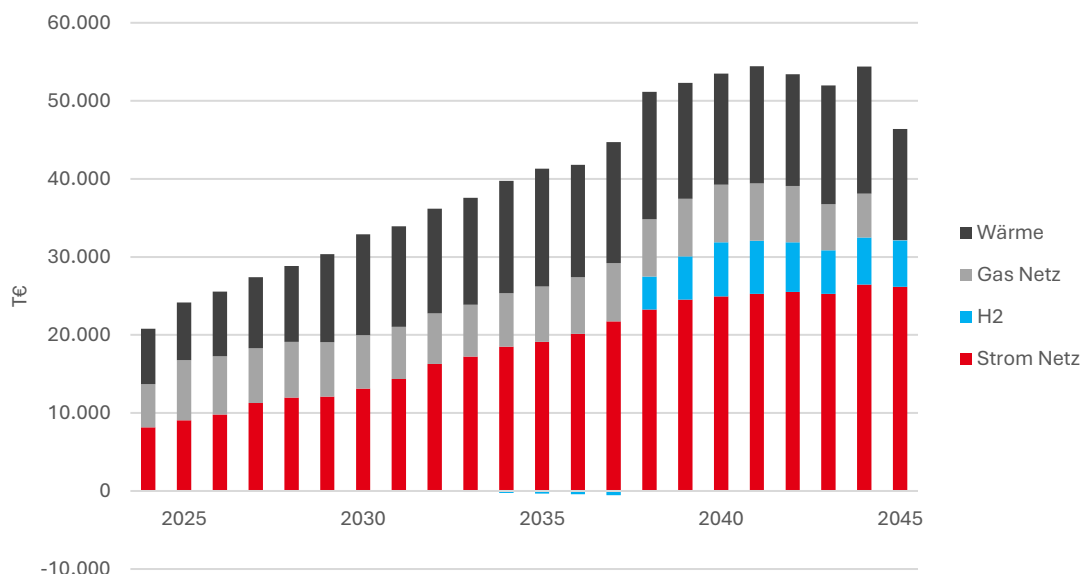


Abbildung 149: EBITDA – Szenario 1

Die Entwicklung der Investitionsausgaben (vgl. Abbildung 150) repräsentiert wie oben bereits beschrieben den starken Ausbau der Infrastruktur. Besonders bis zum Jahr 2038 wächst der Investitionsbedarf stetig an, wobei ein Maximum von 40 Mio. Euro erreicht wird. Das Stromnetz macht den größten Anteil aus. Hier werden 56 % der Investitionen getätigt, wobei das Maximum bei 27 Mio. Euro im Jahr 2032 liegt. Die Investitionen gehen ab 2038 zurück und normalisieren sich zum Ende des Betrachtungshorizontes. Gleiches gilt für die Sparte Wärme. Hier werden insgesamt 25 % aller Mittel investiert, bei einem Maximum von 15 Mio. Euro im Jahr 2028.

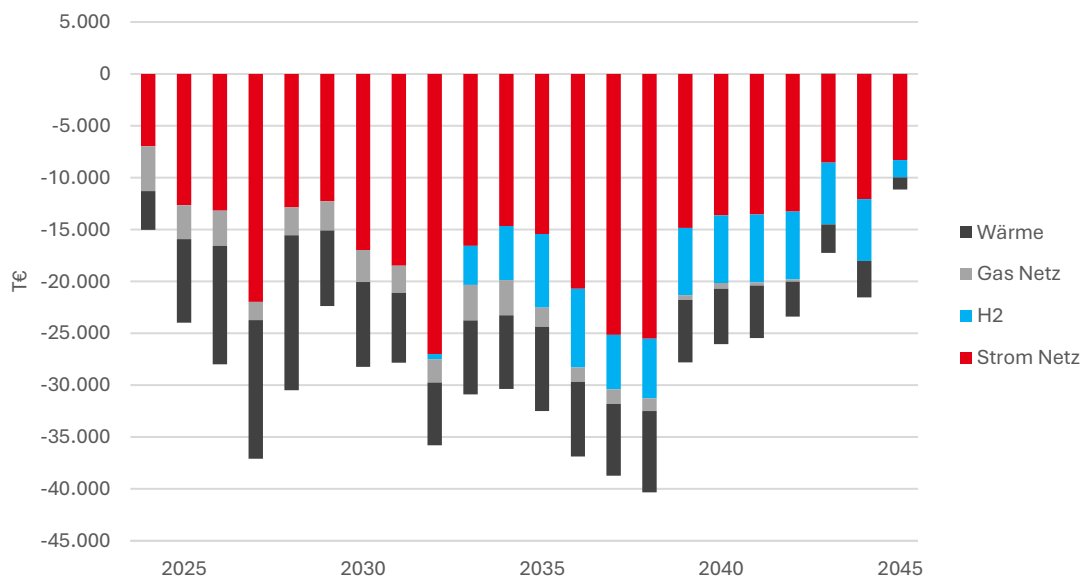


Abbildung 150: CAPEX netto – Szenario 1

Der Free Cashflow (FCF) für Szenario 1 (siehe Abbildung 151) zeigt zunächst eine negative Entwicklung bis 2028, was auf hohe Investitionstätigkeiten in dieser Phase zurückzuführen ist. Ab 2029 ist eine sukzessive Verbesserung zu beobachten, wobei der FCF bis 2037 um 0 oszilliert. Erst ab 2038 steigt der FCF deutlich an. Dies deutet darauf hin, dass sich die Investitionen allmählich auszahlen und positive Cashflows generieren. Die positive Entwicklung ergibt sich insbesondere aus dem Stromnetz. Auffällig ist zudem, dass die Sprunginvestitionen in Umspannwerke Hoch-/Mittelspannung im Strombereich in Musterhausen in einzelnen Jahren zu entsprechenden Ausschlägen führen.

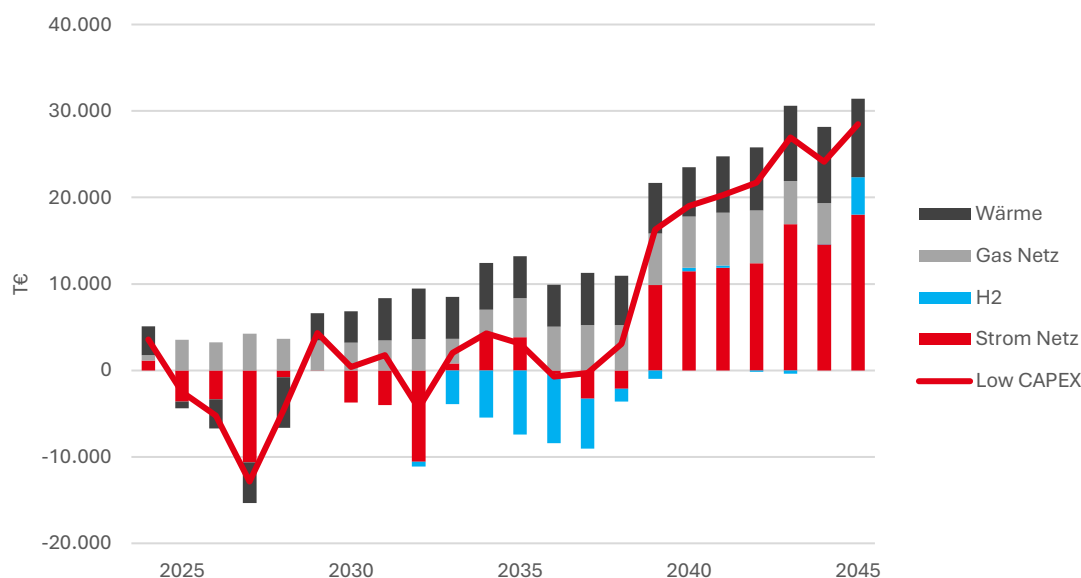


Abbildung 151: Jährlicher Free Cashflow über alle Sparten – Szenario 1

Zwischen den Sparten ergeben sich in einer Liquiditätsbetrachtung im Quervergleich überlagernde Effekte. Bei Mehrsparten-Unternehmen können Querfinanzierungen zwischen den Sparten erfolgen. Diese stehen jedoch nicht allen Unternehmen zur Verfügung.

Die Cashflow-Verläufe unterscheiden sich zwischen den Sparten stark. Sie sind in Tabelle 9 daher nochmals separat abgebildet. Im Strombereich erfolgt bis zur Mitte der 2030er-Jahre ein deutlicher Substanzaufbau. Aufgrund der beschriebenen Sprunginvestitionen in Umspannwerke in einzelnen Jahren ergeben sich negative Ausschläge im Free Cashflow. Da die Investitionen nach Abschluss des Substanzaufbaus im weiteren Verlauf ein Plateau erreicht haben, lassen sich sodann positive Liquiditätsüberschüsse erzielen.

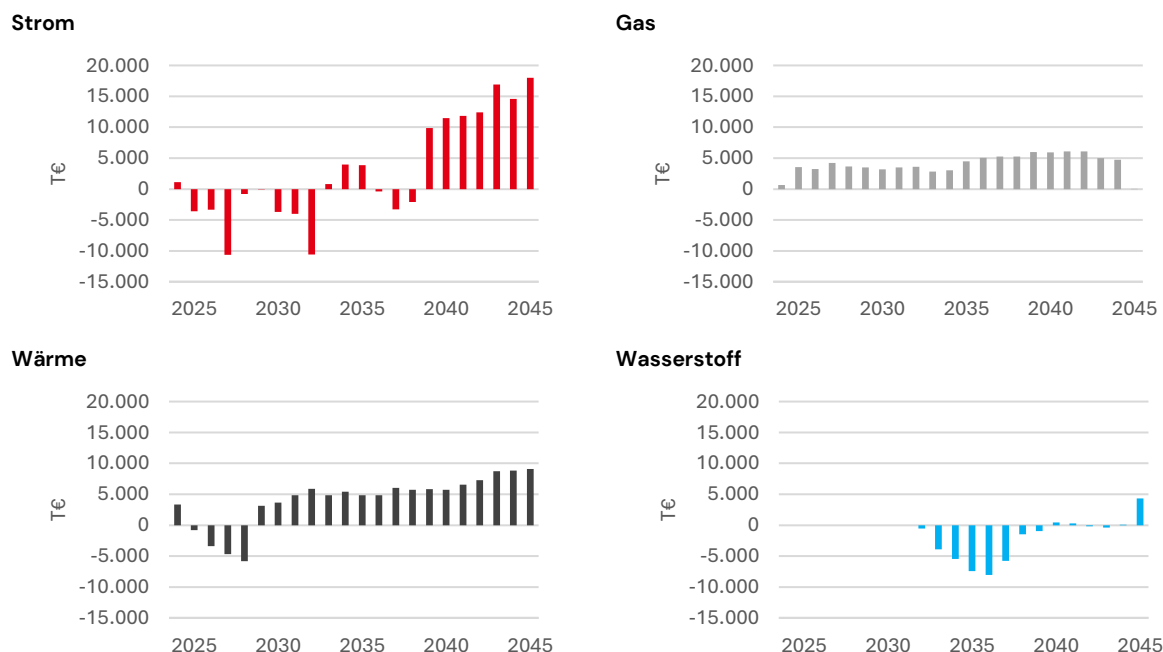
Der Bereich Wärme zeigt in diesem Fall in den ersten Jahren ebenfalls einen Liquiditätsbedarf. Ursache hierfür sind die hohen Investitionserfordernisse an die Transformation der bestehenden fossilen Wärmeerzeugung. Es ergibt sich ebenfalls Bedarf an Liquidität, da die aus Wärmeerlösen resultierenden Erlösrückflüsse erst im Zeitablauf eintreten. Da in diesem Szenario aufgrund des umfangreichen Bestandsnetzes vergleichsweise geringe Investitionen in Verdichtung und Erweiterung nötig sind, können vergleichsweise schnell positive Liquiditätsbeiträge erzielt werden.

Der Erdgasbereich erzielt durchgängig positive Free Cashflows. Hintergrund ist, dass bezogen auf die historische Substanz nur noch in geringem Umfang investiert werden muss und die Investitionen die Abschreibungen übersteigen. Hierdurch wird Liquidität freigesetzt, die zur Innenfinanzierung anderer Sparten herangezogen werden kann. In der Praxis werden häufig Liquiditätsüberschüsse in

einer Sparte zur Querfinanzierung anderer Sparten herangezogen. Unternehmen, die aufgrund ihrer Spartenausrichtung nicht über diese Möglichkeit verfügen, sind entsprechend eingeschränkt.

Bei Wasserstoff ist aufgrund des Netzaufbaus lange Zeit eine Liquiditätszufuhr erforderlich. Den zu tätigen Investitionen stehen insbesondere in der Hochlaufphase nur in geringem Umfang Erlöse aus Netznutzung gegenüber. Entsprechend ist hier eine Vorfinanzierung der Liquidität erforderlich.

Tabelle 9: Jährlicher Free Cashflow je Sparte – Szenario 1



Hinsichtlich der Entwicklung des Free Cashflows (FCF) der einzelnen Sparten kann festgestellt werden, dass sich durch die hohen Investitionen negative Cashflows ergeben. Erst im mittel- und langfristigen Zeitablauf ergeben sich positive Liquiditätsüberschüsse. Einzig in der Sparte Gas (Methan) ergeben sich über den gesamten Zeitraum hinweg positive Liquiditätsüberschüsse.

9.2.2.2 Wirtschaftliche Kennzahlen Gesamtunternehmen je Sparte für Szenario 2 (hohe Investitionsintensität)

Die EBITDA-Entwicklung in Szenario 2 zeigt ebenfalls einen kontinuierlichen Anstieg der Ertragskraft über den Betrachtungszeitraum, wie aus Abbildung 152 hervorgeht. Insgesamt kann sie von 16 Mio. Euro auf 48 Mio. Euro verdreifacht werden. Analog zu Szenario 1 trägt das Stromnetz wesentlich zur positiven Entwicklung bei. Hier steigt das EBITDA um das 3,22-Fache an. Wie oben bereits beschrieben wurde hier sowohl für das Strom- als auch das Gasnetz eine beschleunigte Transformation unterstellt. Dies bedeutet, dass die Transformationsziele schneller erreicht werden und im Gasbereich bereits ab dem Jahr 2040 kein Netzbetrieb mehr erfolgt und dementsprechend auch keine Ergebnisbeiträge mehr resultieren.

Auch der Wärmebereich verzeichnet aufgrund der annahmebedingten starken Investitionen in Verdichtung und Erweiterung ein starkes Wachstum. Hier kann das EBITDA von anfangs 2 Mio. Euro auf 13 Mio. Euro gesteigert werden.

Die Ergebnisbeiträge aus Wasserstoff wirken wegen der Annahmen eines im Vergleich zu Szenario 1 zeitlich früheren Wasserstoffhochlaufs ab 2030. Dieser zeitliche Verlauf der Wasserstoffinvestitionen führt dazu, dass die frühen Investitionen auch früher verzinst werden und über die Netzentgelte zu entsprechenden Erlösrückflüssen führen.

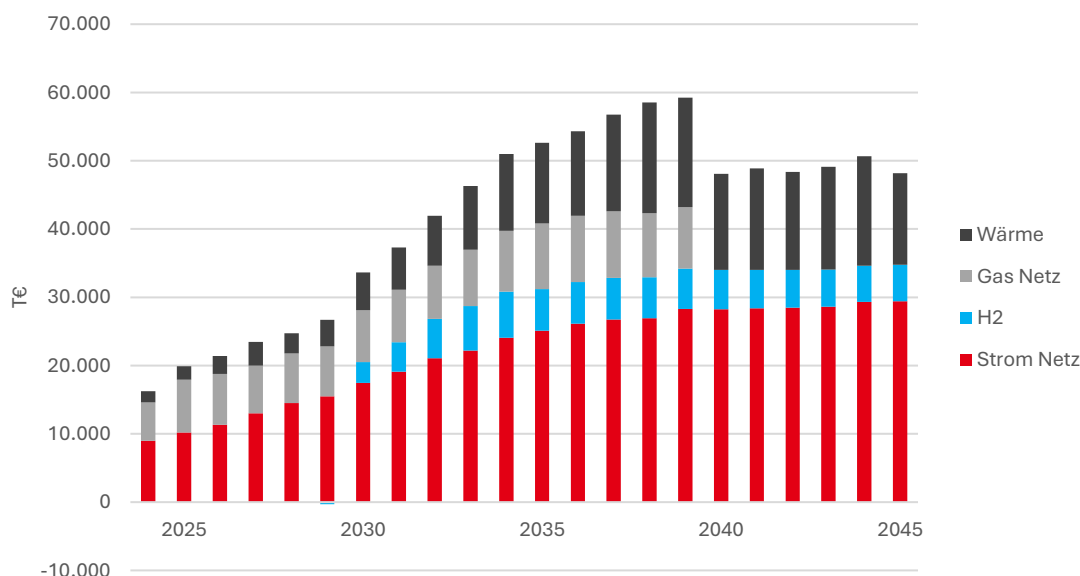


Abbildung 152: EBITDA – Szenario 2

In Bezug auf die Investitionen zeigt sich im Vergleich zu Szenario 1 für Szenario 2 in Abbildung 153 eine intensivere Investitionsdynamik mit einem zeitlich früheren maximalen Investitionsbetrag. Während der Investitionsbedarf in Szenario 1 bis 2038 kontinuierlich hoch ist, erreicht er in Szenario 2 bereits im Jahr 2030 mit 55 Mio. Euro sein Maximum. Dies spiegelt die beschleunigte Entwicklung in diesem Szenario wider.

Auch die Verteilung der Investitionen unterscheidet sich leicht. Der Anteil des Stromnetzes bleibt dominant, fällt jedoch mit 54 % etwas geringer aus als in Szenario 1. Ein wesentlicher Unterschied liegt darin begründet, dass sowohl die Investitionen in die Wärmeinfrastruktur als auch in die Wasserstoffinfrastruktur höher ausfallen. Bei Wärme steigt der Anteil am Gesamtvolumen auf 30 %. Zudem wird das Investitionsmaximum mit 18 Mio. Euro bereits 2027 erreicht, also ein Jahr früher als in Szenario 1 und mit einer höheren Summe. Diese Unterschiede zeigen die ambitioniertere und frühzeitigere Umsetzung der Infrastrukturmaßnahmen in Szenario 2. Szenario 1 zeigt hingegen einen stetigen und über einen längeren Zeitraum verteilten Ausbau.

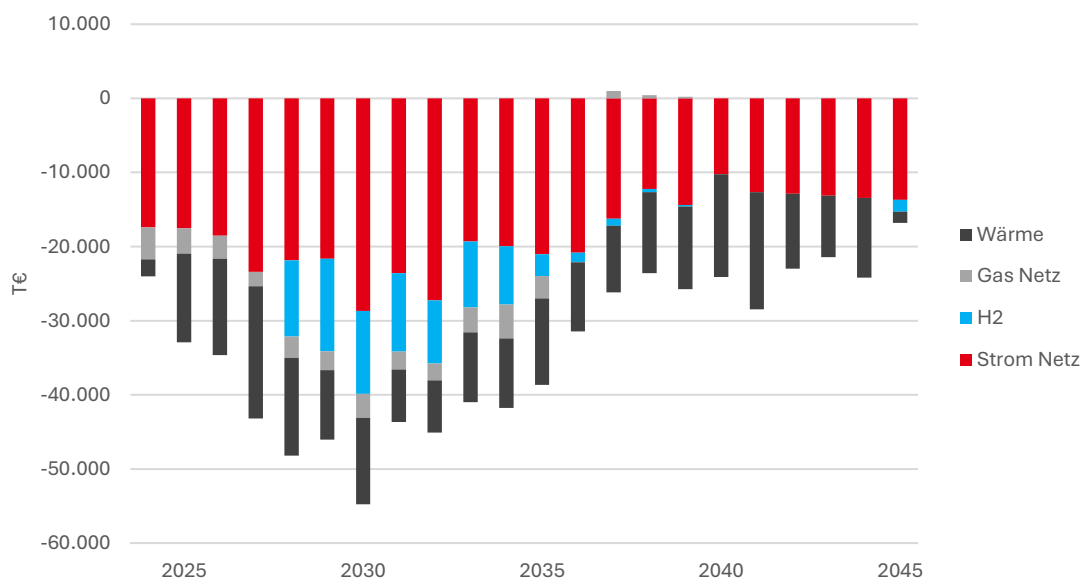


Abbildung 153: CAPEX netto – Szenario 2

Der in Abbildung 154 dargestellte Free Cashflow in Szenario 2 zeigt eine stark negative Entwicklung bis 2030. Die Investitionsintensität ist derart hoch, dass über viele Jahre hinweg signifikant Liquidität bereitgestellt werden muss. Dabei kumulieren sich die Anforderungen in den Bereichen Strom, Wärme und Wasserstoff entsprechend. Dies bedeutet, dass sich bei entsprechend knappen finanziellen Mitteln diesbezüglich eine Konkurrenz um finanzielle Ressourcen ergeben kann.

Mittel- und langfristig erholen sich die Liquiditätsbedarfe und werden ab Mitte der 2030er Jahre wieder positiv. Ab diesem Zeitpunkt steigt der FCF deutlich an, bis dieser in 2037 sein Maximum erreicht.

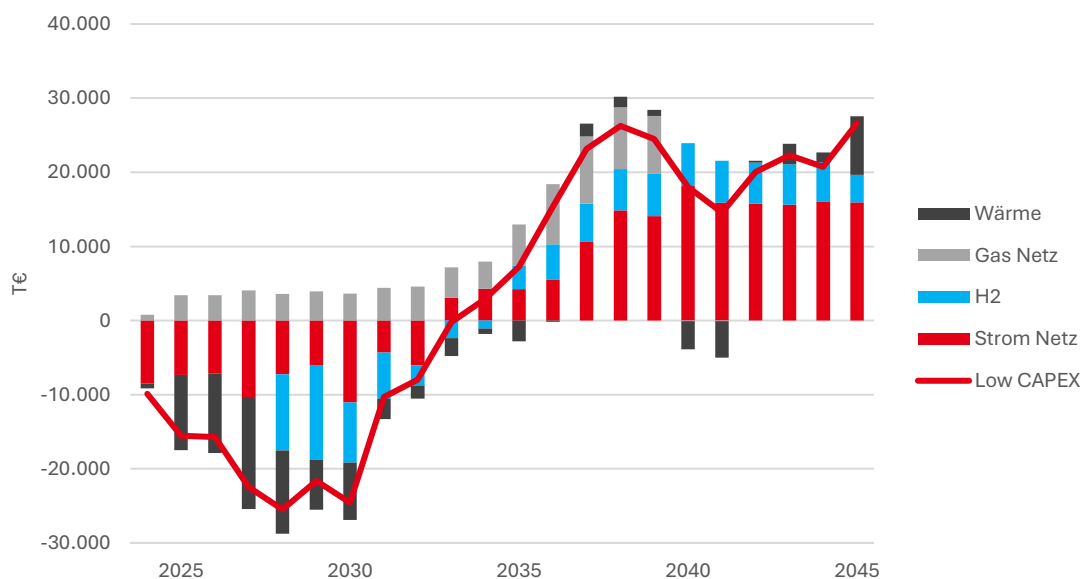


Abbildung 154: Jährlicher Free Cashflow über alle Sparten – Szenario 2



Die gleichzeitig auftretenden Transformationsbedarfe in den Sparten Strom, Wärme und Wasserstoff überlagern sich und führen in einem Mehrspartenunternehmen zu einer Konkurrenz um knappe finanzielle Mittel. Die Liquiditätsbedarfe können nicht durch die freiwerdende Liquidität im Gasbereich kompensiert werden.

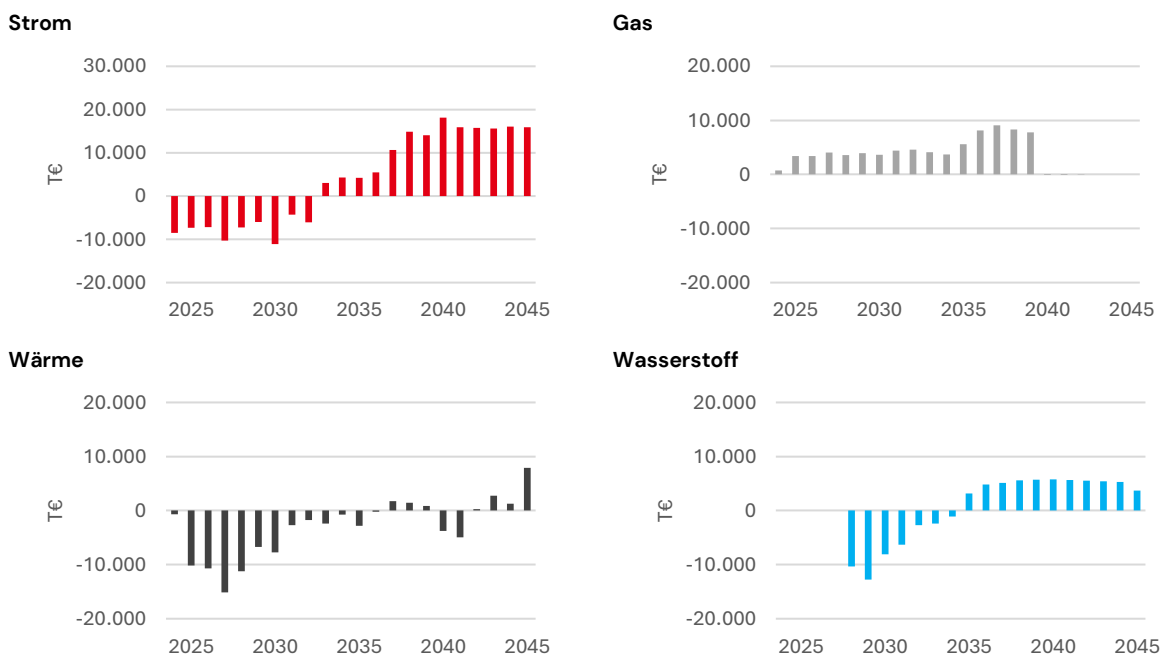
Auch in Szenario 2 unterscheiden sich die Free Cashflows in einer isolierten Spartenbetrachtung deutlich. Im Strombereich erfolgt bereits bis zur Mitte der 30er-Jahre ein deutlicher Substanzaufbau. Der Bereich Wärme zeigt aufgrund des hohen Netzausbaus und der Transformation der Erzeugung insbesondere in den ersten Jahren negative Cashflows, im weiteren Verlauf pendelt der FCF um die Null-Linie. Dies bedeutet c.p. für die Wärme aber auch, dass Zinsen, Tilgungen und Ausschüttungen für diesen Bereich noch nicht realisiert werden können.

Bei Wasserstoff ist aufgrund der zeitlich früheren Investitionen zwar zunächst ein deutlicher Liquiditätsbedarf (insb. aufgrund des erhöhten Anteils von Neuinvestitionen, da Methanleitungen noch nicht umgewidmet werden können) zu verzeichnen. Diese getätigten CAPEX führen aber auch zu schnelleren Erlösrückflüssen.

Der Erdgasbereich erzielt auch hier durchgängig positive Free Cashflows. Hintergrund ist, dass bezogen auf die historische Substanz nur noch in geringem Umfang investiert werden muss und die Investitionen die Abschreibungen übersteigen. Hierdurch wird Liquidität freigesetzt, die zur Innenfinanzierung anderer Sparten herangezogen werden kann.

In der Praxis werden häufig Liquiditätsüberschüsse in einer Sparte zur Querfinanzierung anderer Sparten herangezogen. Unternehmen, die aufgrund ihrer Spartenausrichtung nicht über diese Möglichkeit verfügen, sind entsprechend eingeschränkt.

Tabelle 10: Jährlicher Free Cashflow je Sparte – Szenario 2



9.2.3 Finanzierung der Investitionen auf Unternehmensebene

9.2.3.1 Fall A: Vollständige Fremdfinanzierung auf Unternehmensebene

Die Ergebnisse zeigen, dass die hohen Investitionen in beiden Szenarien zu einem starken Anstieg des Sachanlagevermögens führen (vgl. Abbildung 155). Aufgrund des Anstiegs der Investitionen übersteigen die Investitionen die Abschreibungen und es kommt zu einer Ausweitung der Vermögensbasis und somit einer Verlängerung der Bilanz. In beiden Szenarien werden sich die zu bilanzierende Restwerte und das Netto-Sachanlagevermögen mehr als verdoppeln. Erst ab den 2040er Jahren stabilisiert sich das Niveau des Sach-Anlagevermögens. Aufgrund rückläufiger Investitionen wird ein „eingeschwungener“ Zustand erreicht.

In dieser Sensitivität wird der Anstieg der Bilanzsumme zunächst planerisch vollständig durch die Aufnahme von Fremdkapital ausgeglichen. Analog zum Anstieg des Sachanlagevermögens erhöhen sich daher auch die Finanzverbindlichkeiten in der Bilanz, wie in Abbildung 156 sichtbar wird. Diese verdreifachen sich nahezu. Ebenfalls wird hier unterstellt, dass die handelsrechtlich ausgewiesenen Gewinne vollständig an die Gesellschafter ausgeschüttet werden müssen. Dies bedeutet, dass für die Liquiditätsbedarfe ebenfalls entsprechende Kreditaufnahmen nebst Zinszahlungen erforderlich sind. Analog zum Sachanlagevermögen pendelt sich bei den Finanzverbindlichkeiten ein eingeschwungener Zustand erst ab den 2040er Jahren wieder ein.

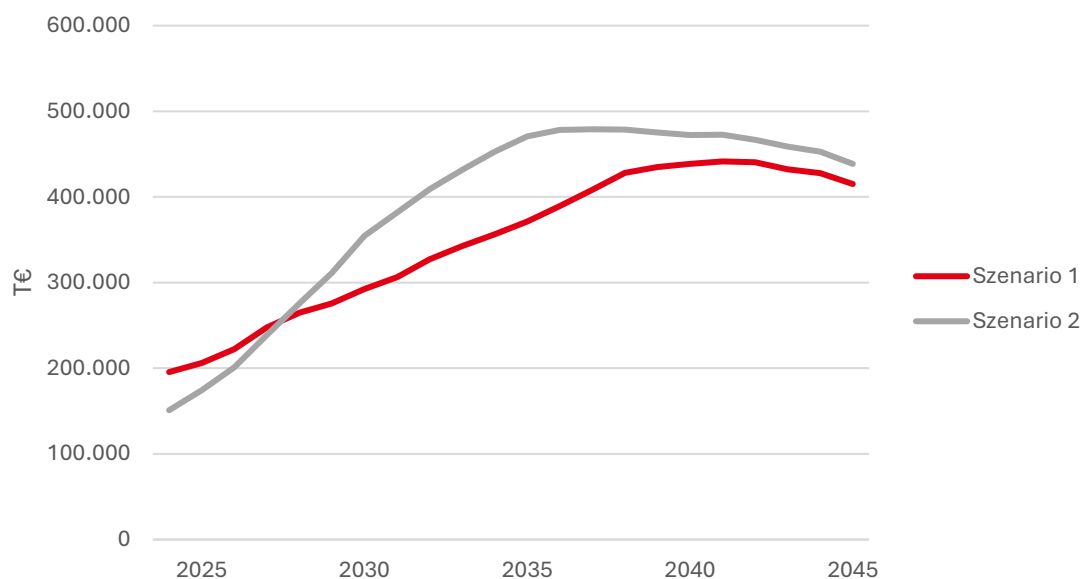


Abbildung 155: Netto-Sachanlagevermögen

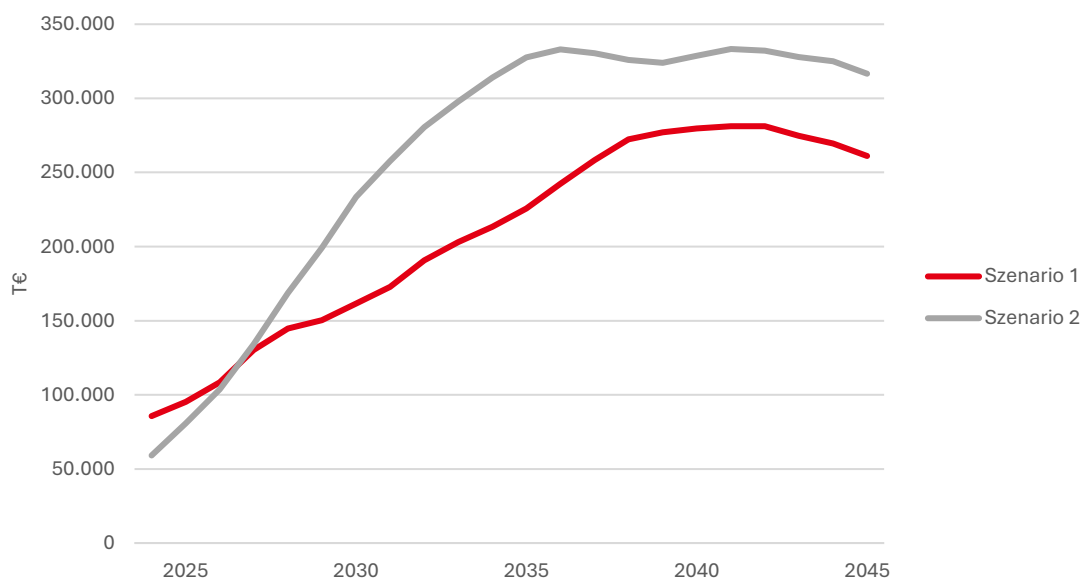


Abbildung 156: Finanzverbindlichkeiten



In beiden Szenarien wird deutlich, dass sich aufgrund der Investitionstätigkeit die Bilanz von Musterhäusern deutlich vergrößern wird. Es kommt annähernd zu einer Verdreifachung der Vermögensbasis, bis in den 2040er Jahren ein „eingeschwungener“ Zustand erreicht ist. Bei vollständiger Fremdfinanzierung verhält sich die Entwicklung der Finanzverbindlichkeiten weitgehend analog.

Der stetige Anstieg der Verbindlichkeiten hat auf Ebene der Gewinn- und Verlustrechnung einen entsprechenden Anstieg der Zinslast zur Folge und reduziert die ausschüttungsfähigen Gewinne. Der Aufwand für die Bedienung der Kredite wird sich in beiden Szenarien im Verlauf des Betrachtungszeitraumes vervielfachen. Durch diesen Anstieg kann nicht in allen Szenarien mit einem nachhaltig wachsenden Jahresergebnis, welches vergleichbar mit dem Wachstum der operativen Ergebnisbeiträge (s.o. EBITDA) ist, gerechnet werden.

Insbesondere im Szenario mit erhöhter Investitionsintensität (Szenario 2) ist aufgrund der zunehmenden Zinslast ein deutliches Absinken der Unternehmensergebnisse bis 2029 die Folge. In Szenario 2 besteht darüber hinaus im operativen Geschäft ein deutlich schlechteres Ergebnis im Wärmebereich. Aufgrund der höheren Investitionen zur Finanzierung des Netzausbaus sind hier die Vorfinanzierungs- und Anlaufverluste ausgeprägter.

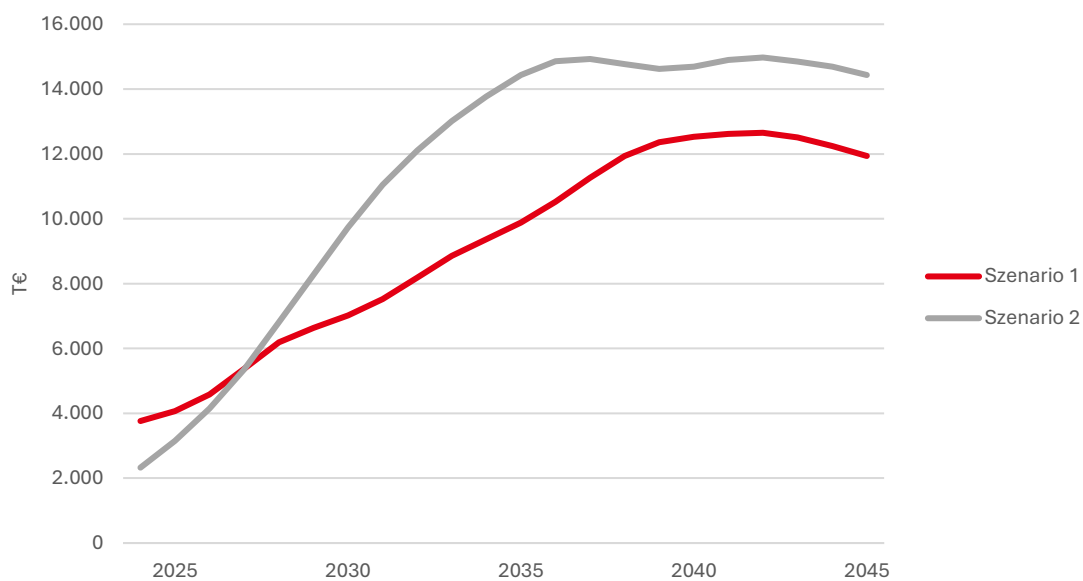


Abbildung 157: Zinslast

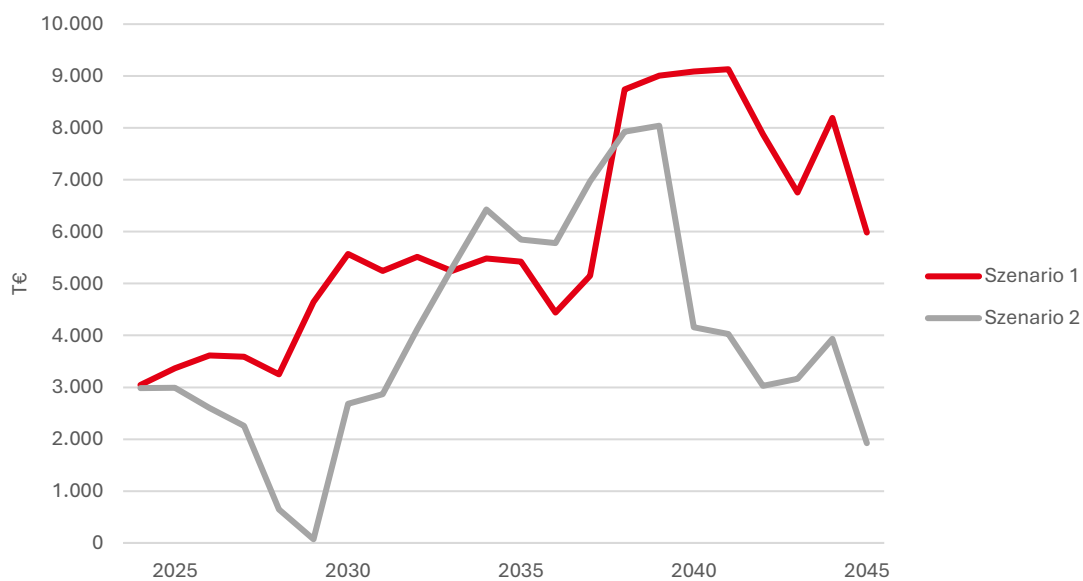


Abbildung 158: Jahresergebnis



Die Höhe der Investitionsverpflichtungen wirkt sich bei investitionsintensiven Bereichen auf die Höhe möglicher Anlaufverluste aus. Bei vollständiger Fremdfinanzierung steigt die Zinslast derart stark an, dass dies deutliche Auswirkungen auf die ausschüttungsfähigen Unternehmensergebnisse haben kann. Die Sicherstellung von Ausschüttungen sowie der Bedienung von Zinsen und Tilgung ist daher nicht in allen Fällen nachhaltig gewährleistet.

Unter Berücksichtigung der Liquiditätsbedarfe für Ausschüttungen und Zinsen wären daher bei diesem Finanzierungskonzept jährlich neue Kredite aufzunehmen. Es ergibt sich in beiden Szenarien im gesamten Zeitraum ein negativer Finanzierungsbedarf (vgl. Abbildung 159). In Szenario 1 schwankt

der Finanzierungsbedarf für Neukreditaufnahmen jährlich zwischen 20 bis 40 Mio. Selbst im eingeschwungenen Zustand müsste in dem Szenario der niedrigen und erst recht der hohen Investitionsintensität die jährliche Neuverschuldung erhöht werden. Dies zeigt bereits, dass sich hier aus Unternehmenssicht kein nachhaltig tragfähiger Zustand einstellt.

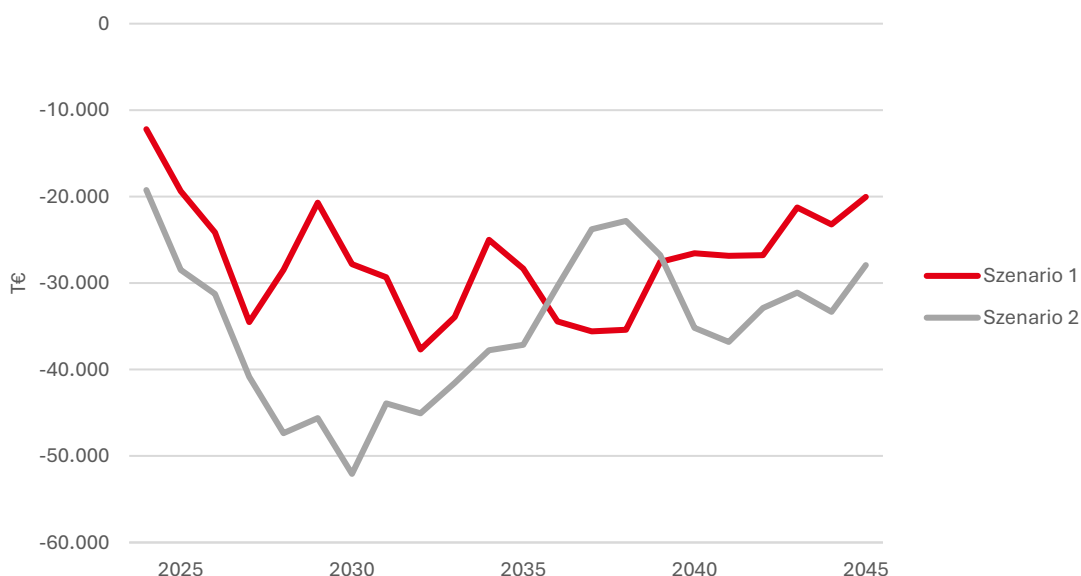


Abbildung 159: Finanzierungsbedarf

Aus Bankensicht wird wie oben beschrieben die Finanzierungsfähigkeit im Rahmen einer Tragfähigkeitsanalyse beurteilt. Dabei kommen häufig Kennziffern wie Eigenkapitalquote oder dynamischer Verschuldungsgrad zum Einsatz.

Eine tragfähige Finanzierung setzt voraus, dass beispielsweise eine Mindesteigenkapitalquote von 25 % eingehalten wird. Wie Abbildung 160 zeigt, würde die zunehmende Aufnahme von Fremdkapital in beiden betrachteten Szenarien diese Schwelle jedoch recht früh unterschreiten. In Szenario 1 würde die Eigenkapitalquote kontinuierlich sinken, bis sie sich bei 18 % stabilisiert, während in Szenario 2 ein noch stärkerer Rückgang auf lediglich 12 % zu verzeichnen ist.

In beiden Fällen läge die Eigenkapitalquote somit deutlich unter dem erforderlichen Mindestniveau, was bedeutet, dass eine Finanzierung über Banken in dieser Form nicht möglich wäre. Es ist davon auszugehen, dass Banken nicht bereit wären, in diesem Umfang Kreditvergaben zu tätigen. Die resultierende Unterkapitalisierung stellt eine zentrale Herausforderung dar, da sie die Kreditwürdigkeit der Unternehmen erheblich einschränkt und alternative Finanzierungsstrategien erforderlich macht.

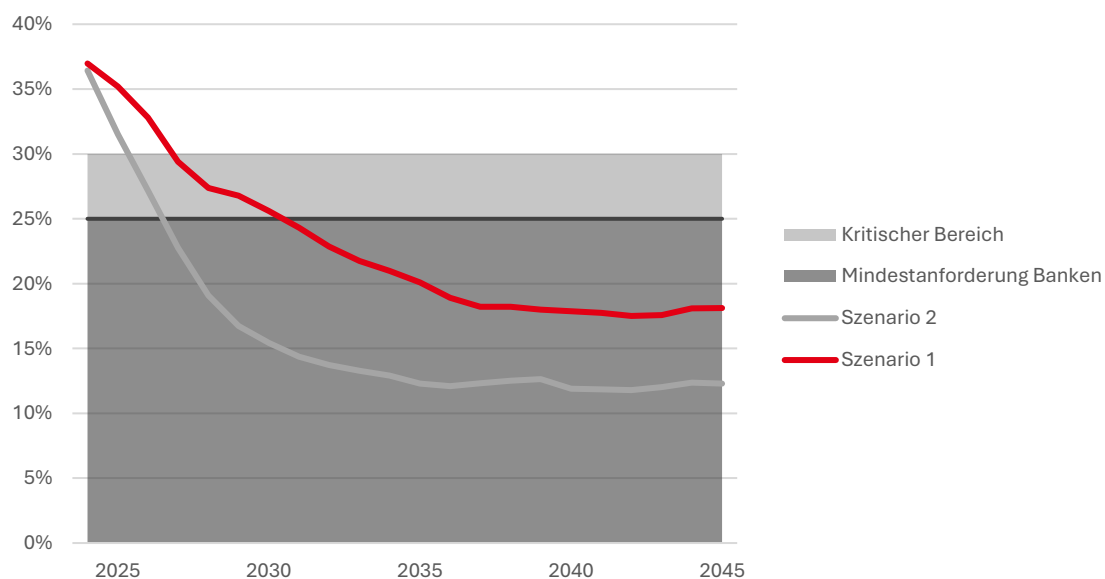


Abbildung 160: Entwicklung der EK-Quote für Szenario 1 und Szenario 2

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei Betrachtung des dynamischen Verschuldungsgrads. Übliche Größen für den Verschuldungsgrad lagen in der Vergangenheit zwischen 2,5 und 3,0. Abbildung 161 verdeutlicht, dass der Verschuldungsgrad schon im Ausgangspunkt mit ca. 4,0 vergleichsweise hoch liegt. Ab einem Verschuldungsgrad von ca. 5,0 wird eine weitere Kreditaufnahme herausfordernd, da Banken häufig nicht bereit sind, bei solch hohen Verschuldungen noch zu finanzieren. Die Entwicklung des dynamischen Verschuldungsgrads im Fall einer vollständigen Fremdfinanzierung zeigt, dass schon vor 2030 der dynamische Verschuldungsgrad von 5,0 erreicht wird und danach konstant darüber bleibt. Es ist also nicht möglich, die erforderlichen Mittel als Fremdkapital bei Banken aufzunehmen.

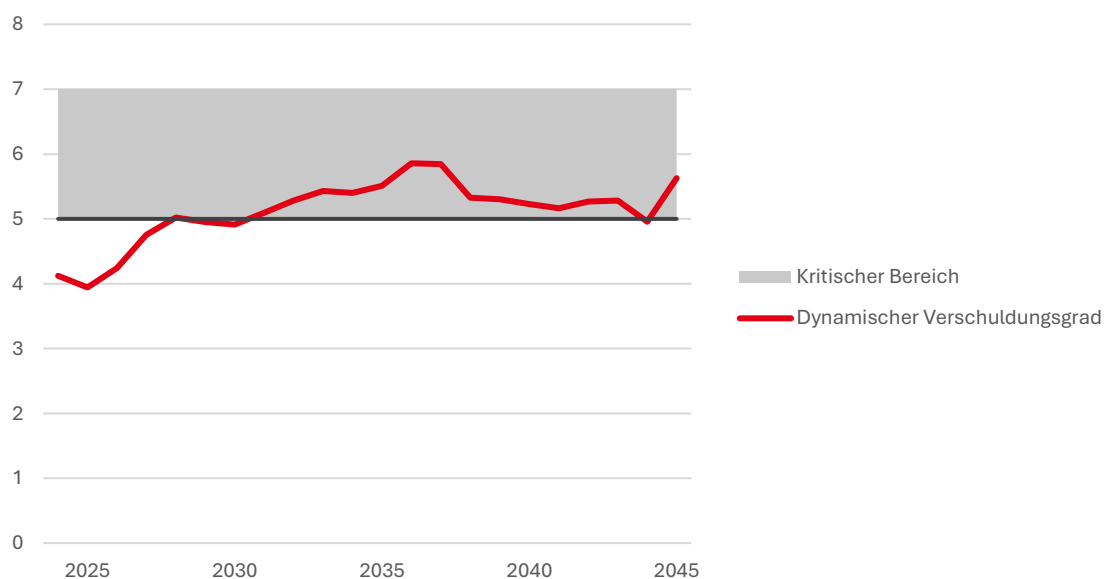


Abbildung 161: Dynamischer Verschuldungsgrad bei vollständiger Fremdfinanzierung

Die Analyseergebnisse zeigen, dass es somit im Ergebnis nicht gelingt, die Finanzierung der Transformation ausschließlich durch die Aufnahme neuer Bankkredite zu finanzieren. Es würde sich auf Ebene der Unternehmen bzw. Netzgesellschaft eine entsprechende Überschuldung ergeben und bankenübliche Finanzierungskennziffern würden derart verletzt werden, dass nicht davon ausgegangen werden kann, dass in diesem Umfang entsprechende Kreditvergaben möglich wären.

Analog müssen weitere Instrumente ergänzend geprüft werden, um dem Unternehmen zusätzliches Kapital zuzuführen. Eine zentrale Größe ist in diesem Zusammenhang die Bereitstellung von Eigenkapital. Ist Eigenkapital in ausreichendem Maße gegeben bzw. kann zugeführt werden, so ergeben sich weitere Spielräume auch für zusätzliche Kreditaufnahmen, um die Finanzierbarkeit zu gewährleisten. Dabei gilt, dass es bei ausreichendem Eigenkapital in der Regel kein Problem bei der Beschaffung von Fremdkapital gibt.



Die Analyseergebnisse zeigen sowohl für das Szenario mit niedriger Investitionsintensität als auch insbesondere das mit hoher Investitionsintensität, dass es im Ergebnis nicht gelingt, die Finanzierung der Transformation ausschließlich durch die Aufnahme neuer Bankkredite zu finanzieren. Es würde sich auf Ebene der Netzgesellschaft eine entsprechende Überschuldung ergeben und bankenübliche Finanzierungskennziffern würden derart verletzt werden, dass nicht davon ausgegangen werden kann, dass in diesem Umfang entsprechende Kreditvergaben möglich wären.

9.2.3.2 Fall B: Thesaurierung als Lösungsoption zur Finanzierung des Infrastrukturausbaus

In dieser Fallkonstellation wird untersucht, ob die Finanzierung der Transformation durch Thesaurierung von Gewinnen ermöglicht werden kann. Auch in dieser Betrachtung werden Kreditaufnahmen erforderlich. Es wird aber unterstellt, dass durch die Einbehaltung (Thesaurierung) von Gewinnen zusätzliche Innenfinanzierungsbeiträge entstehen.

In Szenario 1 können erst durch eine Thesaurierung der Jahresergebnisse langfristig die notwendigen Kennzahlen der Banken eingehalten werden. Die EK-Quote bleibt oberhalb von 25 % (vgl. Abbildung 163) und der dynamische Verschuldungsgrad unterhalb der Schwelle von 5,0 (vgl. Abbildung 164). Eine zusätzliche Zufuhr von weiterem „hartem“ EK wäre in diesem Fall zur Einhaltung der Bilanzrelationen nicht notwendig. Somit könnten theoretisch die Covenants bzw. Finanzierungskennziffern eingehalten werden.

Obwohl dies aus der Perspektive fremdfinanzierender Banken ein realisierbares Szenario darstellen könnte, zeigt sich, dass dies aus Betreiber- bzw. Eigentümerperspektive unmöglich erscheint. Es würde bedeuten, dass für einen Zeitraum von ca. 10 Jahren die Jahresergebnisse vollständig thesauriert werden müssten, um die Bilanzrelationen im Sinne der Tragfähigkeitsanalyse der Banken stabil zu halten. Es ist nicht vorstellbar, dass die Gesellschafter des Netzbetreibers (insb. im kommunalen Bereich) über einen solch langen Zeitraum bereit sein werden, vollständig auf Gewinnausschüttungen zu verzichten.

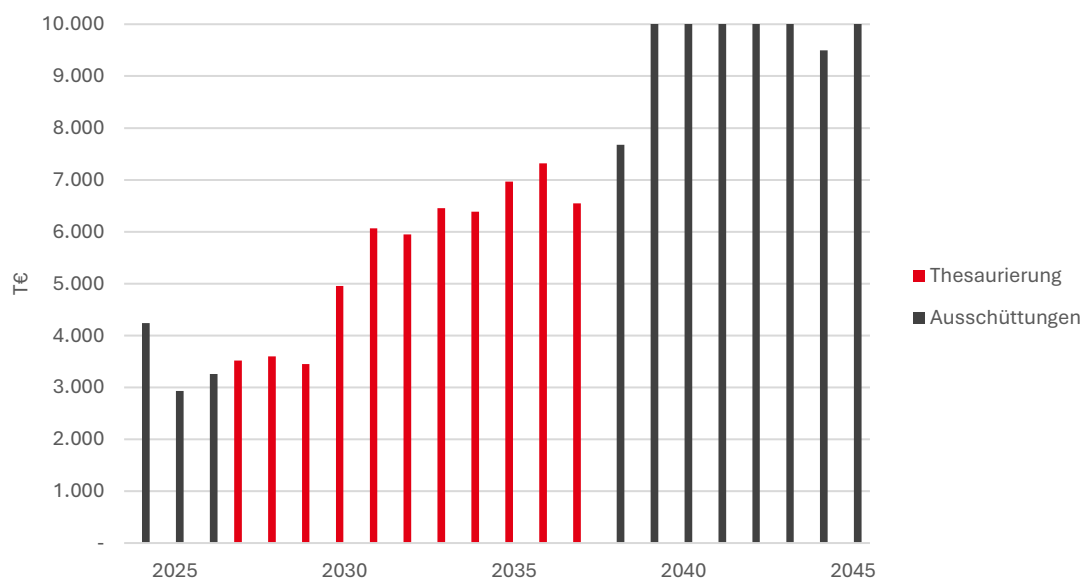


Abbildung 162: Entwicklungen der Ausschüttungen für Szenario 1 Fall B

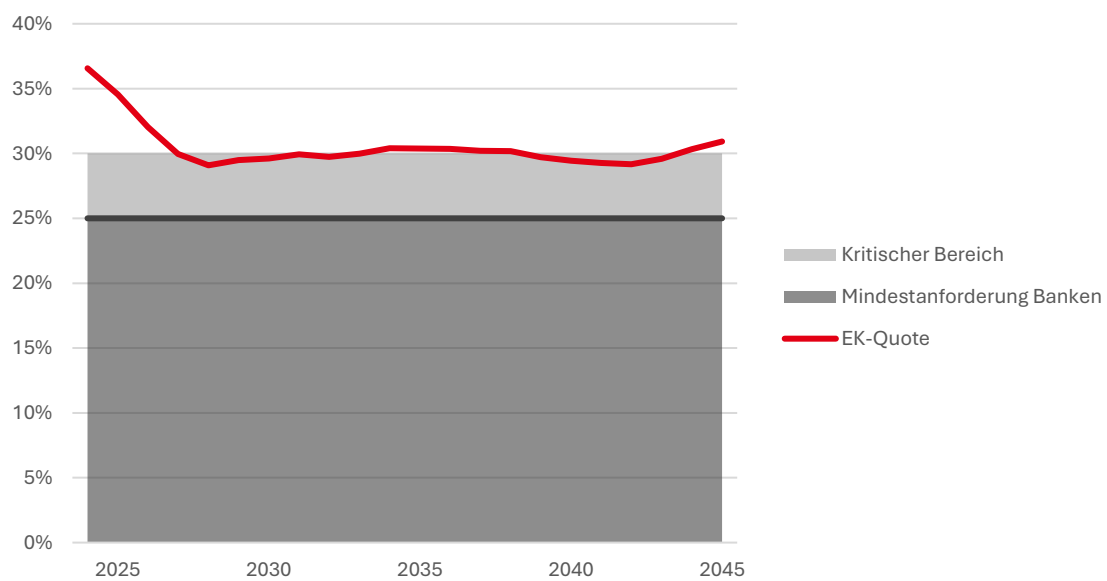


Abbildung 163: Entwicklung der EK-Quote für Szenario 1 Fall B

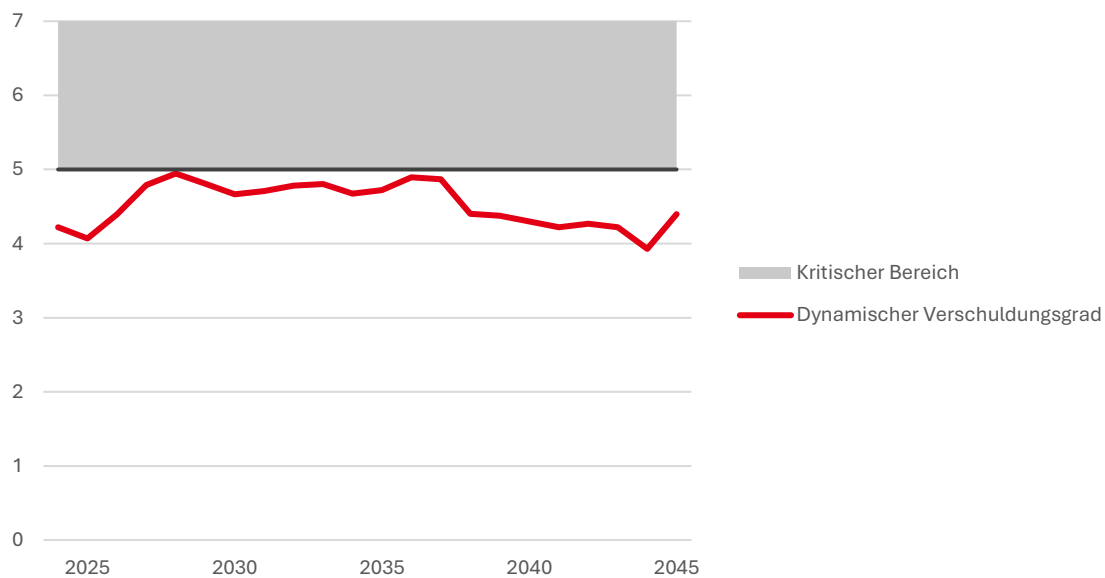


Abbildung 164: Darstellung des dynamischen Verschuldungsgrades für Szenario 1 Fall B

Obwohl die Heranziehung von Unternehmensgewinnen zur Stärkung der Innenfinanzierung aus der Perspektive fremdfinanzierender Banken ein realisierbares Szenario darstellen könnte, zeigt sich, dass dies aus Betreiber- bzw. Eigentümerperspektive unmöglich erscheint. Es würde selbst in Szenario 1 (geringe Investitionsintensität) bedeuten, dass für einen Zeitraum von ca. 10 Jahren die Jahresergebnisse vollständig thesauriert werden müssten, um die Bilanzrelationen im Sinne der Tragfähigkeitsanalyse der Banken stabil zu halten. Es ist nicht vorstellbar, dass die Gesellschafter des Netzbetreibers (insb. im kommunalen Bereich) über einen solch langen Zeitraum bereit sein werden, vollständig auf Gewinnausschüttungen zu verzichten.

Führt man eine analoge Analyse für Szenario 2 (hohe Investitionsintensität bei beschleunigter Transformation) durch, so verstärkt sich dieses Bild deutlich. Anhand der EK-Quote in Abbildung 166 und des dynamischen Verschuldungsgrads in Abbildung 167 ist erkennbar, dass in diesem Szenario selbst durch teilweise Thesaurierung der Jahresergebnisse langfristig die notwendigen Kennzahlen* der Banken nicht eingehalten werden können. Erst nach 2040 wäre eine Thesaurierung nicht mehr notwendig, da sich die Kennzahlen „normalisieren“ würden. Eine zusätzliche Zufuhr von „hartem“ EK ist in diesem Fall notwendig.

Entsprechend kann festgehalten werden, dass das Unternehmen nicht genügend Ertragskraft besitzt, um die Investitionen zu finanzieren.

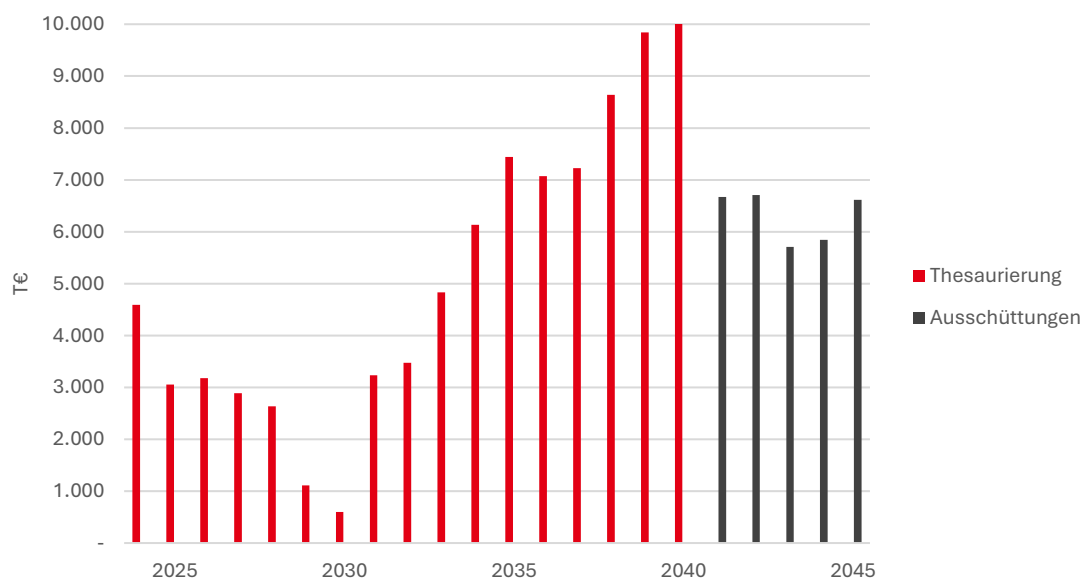


Abbildung 165: Entwicklungen der Ausschüttungen für Szenario 2 Fall B

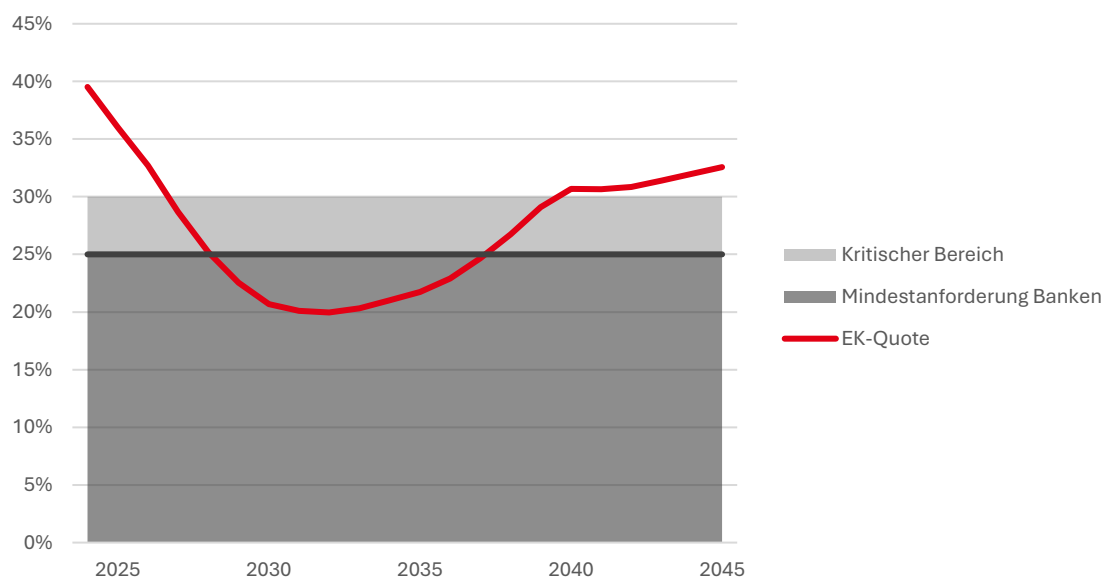


Abbildung 166: Entwicklung der EK-Quote für Szenario 2 Fall B

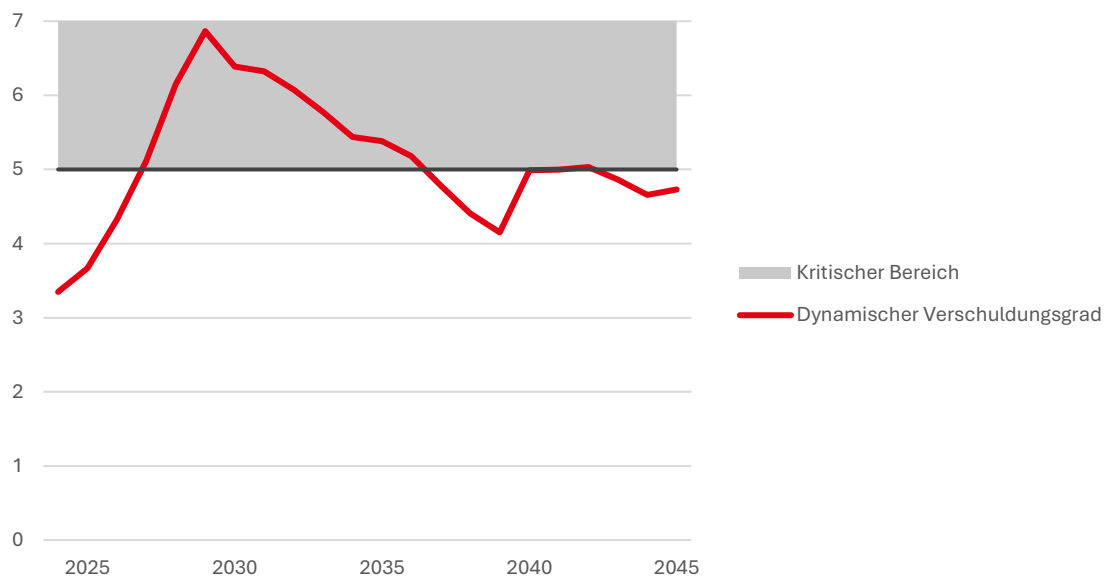


Abbildung 167: Darstellung des dynamischen Verschuldungsgrades für Szenario 2 Fall B



Bei einer erhöhten Investitionsintensität (Szenario 2) wäre die Finanzierbarkeit selbst bei vollständiger Gewinnverwendung unter Berücksichtigung der Einhaltung bankenüblicher Finanzierungsschwellen nicht gegeben.

Diese aus Gesellschaftersicht ohnehin sehr unrealistische Annahme zeigt deutlich, dass eine Finanzierbarkeit nur gegeben wäre, wenn zusätzliches Eigenkapital bereitgestellt würde oder aber Konstruktionen (z. B. Off-Balance-Lösungen) gefunden werden, die das Bilanzbild auf Unternehmensebene entlasten.

9.2.3.3 Fall C: Notwendigkeit einer zusätzlichen Eigenkapitaleinlage in Szenario 2

Ist die Einhaltung der Finanzierungskennziffern durch Thesaurieren nicht möglich, so könnte der Finanzierungsrahmen durch die zusätzliche Aufnahme von Eigenkapital erweitert werden.

Wie aus Abbildung 168 deutlich wird, ist die Aufnahme bzw. Zuführung von Eigenkapital im Grundsatz auf mehreren Ebenen möglich. Zum einen auf der Ebene des Energieversorgungsunternehmens (EVU), auf Ebene der Netzgesellschaft (NG) sowie auf Ebene einer separaten ggf. neu zu etablierenden Projektgesellschaft (Special Purpose Vehicle: SPV).

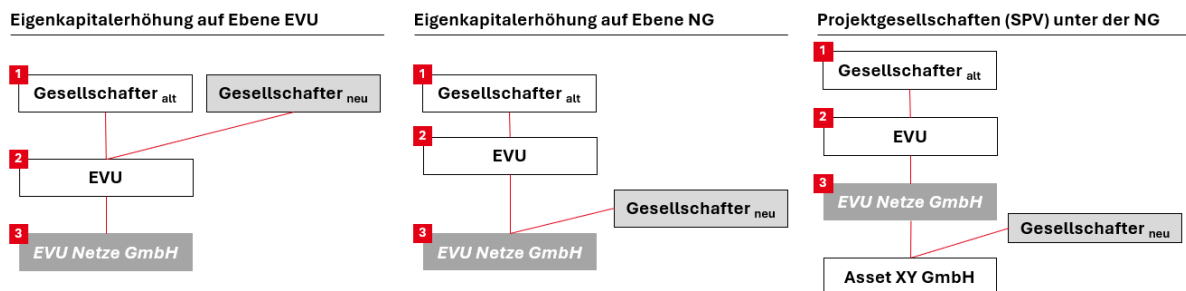


Abbildung 168: Unterschiedliche Ebenen zur Aufnahme von Eigenkapital

Eine Eigenkapitalerhöhung auf Ebene des EVU ist über zwei Ansätze möglich. Entweder bringen bestehende Gesellschafter weiteres Kapital ein oder es werden neue Gesellschafter aufgenommen. Die Aufnahme neuer Gesellschafter über eine Kapitalerhöhung führt zu direkten Auswirkungen auf die Anteilsstruktur bzw. die Anteilsverhältnisse. Dabei verändern sich je nach Umfang der Kapitalerhöhung auch Einfluss- und Stimmrechte bzw. die Governance des gesamten Unternehmens. Der neue Gesellschafter wäre hier am gesamten EVU beteiligt, während die Beteiligungsverhältnisse im Innenverhältnis zwischen EVU und der Netzgesellschaft unverändert bleiben würden. Diese Variante kann von Vorteil sein, wenn eine breite Kapitalbasis für das gesamte Unternehmen geschaffen werden soll, bringt jedoch die Herausforderung mit sich, dass neue Gesellschafter auch Einfluss auf die Unternehmensführung erhalten und Governance zwischen den Gesellschaftern neu ausgehandelt werden müsste.

Alternativ könnte eine Eigenkapitalerhöhung durch Neuaufnahme eines Gesellschafters auf Ebene der Netzgesellschaft erfolgen. In diesem Modell bliebe die Gesellschafterstruktur des EVU unberührt, und ein neuer Gesellschafter beteiligt sich ausschließlich an der Netzgesellschaft. Diese Variante böte den Vorteil, dass das Kerngeschäft des EVU von der neuen Kapitalstruktur unberührt bleibt, während gleichzeitig gezielt Kapital für den Netzausbau gewonnen werden kann. Allerdings sind dabei regulatorische und finanzierungstechnische Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Die Zulässigkeit der neuen Beteiligung muss mit bestehenden Konzessionsverträgen und Finanzierungsvereinbarungen in Einklang stehen bzw. gebracht werden können. Entsprechende Klauseln in bestehenden Verträgen fordern häufig, dass sich keine negativen Rückwirkungen auf steuerliche oder vertragliche Regelungen ergeben dürfen. Eine besondere Herausforderung besteht auch hier in der Governance der Netzgesellschaft, da hier eine neue Eigentümerstruktur entsteht, die klar definiert und gesteuert werden muss. Insbesondere für Konzessionsübergänge im Zusammenspiel mit einer AssetCo müssten rechtliche/vertragliche Regelungen getroffen werden.

Ein weiterer Ansatz zur Eigenkapitalaufnahme wäre die Gründung von SPVs unterhalb der Netzgesellschaft. Hierbei erfolgt die Kapitalaufnahme auf der Ebene einzelner Asset-Gesellschaften, die gezielt für bestimmte Infrastrukturprojekte gegründet werden. Neue Gesellschafter beteiligen sich an diesen Gesellschaften, erhalten dadurch eine direkte Beteiligung an spezifischen Projekten und können Ausschüttungen oder Dividenden aus der regulierten Verzinsung erwarten. Um Chancen und Risiken für das Kerngeschäft zu begrenzen, ist eine klare vertragliche Kapselung erforderlich, beispielsweise durch Verpachtung an die Netzgesellschaft oder durch klare vertragliche Regelungen zur Risikoallokation. Die Herausforderung in diesem Modell liegt insbesondere in der Governance auf Ebene der SPV, da die effiziente Steuerung und Kontrolle der Beteiligungen sichergestellt werden muss. Damit sich neue Gesellschafter an einer SPV beteiligen können, muss häufig eine solche Gesellschaft erst neu gegründet werden und ggf. auch Personal und Betriebsmittel bzw. Vermögensgegenstände eingebracht werden. Dies kann im Einzelfall aufwändig bzw. herausfordernd sein. Zudem müssen bei solchen Übertragungen steuerliche Aspekte und der Umgang mit möglichen stillen Reserven berücksichtigt werden.

Allen Varianten einer Eigenkapitalerhöhung ist gemein, dass Gesellschafter und Investoren nur bereit sind, entsprechendes Eigenkapital bereitzustellen, wenn sich unter Berücksichtigung der jeweiligen Chancen und Risiken des Geschäfts eine risikoadäquate Verzinsung des eingesetzten Kapitals

ergibt. Dies bedeutet im Ergebnis, dass dies nur gelingen kann, wenn das jeweilige Geschäftsfeld in sich in ökonomischer Sicht hinreichend attraktiv ist.

Die Ergebnisse der quantitativen Analyse von Lösungsansätzen für die Finanzierung von Szenario 2 zeigen, dass in diesem Fall der Netzbetreiber über die Kombination aus einer Einlage von zusätzlichem Eigenkapital, der anteiligen Thesaurierung der Gewinne sowie einer Fremdfinanzierung in einer der vorgestellten Formen nachdenken müsste: Durch eine geeignete Kombination der Maßnahmen wäre es in Szenario 2 möglich, langfristig die EK-Quote über 25 % (vgl. Abbildung 170) und den dynamischen Verschuldungsgrad unter 5,0 (vgl. Abbildung 171) zu halten. Zur Finanzierung des erforderlichen Infrastrukturausbaus ist in diesem Szenario eine einmalige Eigenkapitaleinlage von rund 40 Mio. Euro im Jahr 2028 notwendig. Im Vergleich zum Vorjahr wurde in diesem Fall das Eigenkapital nahezu verdoppelt.¹⁷

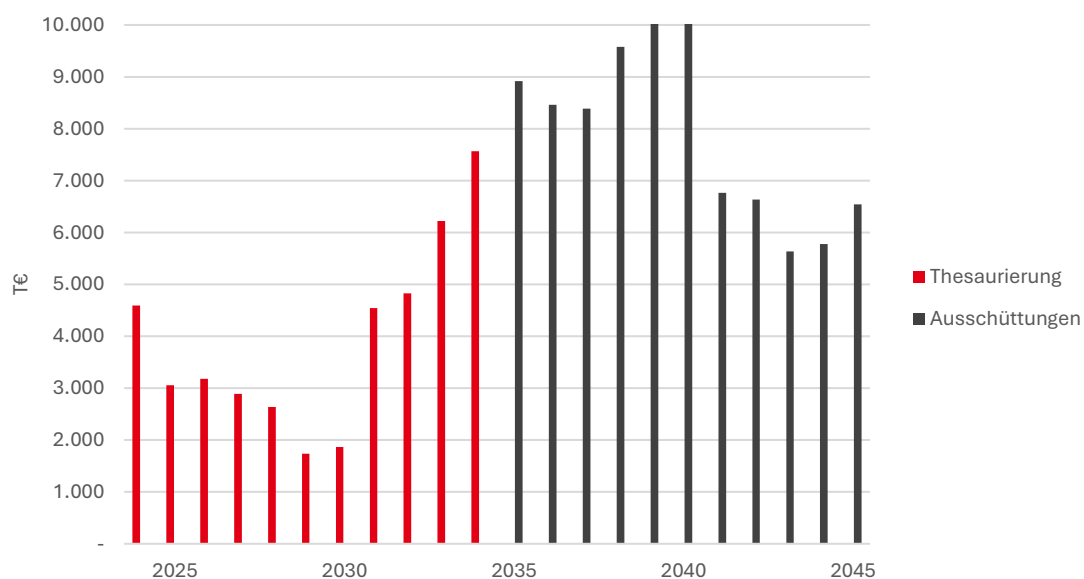


Abbildung 169: Entwicklungen der Ausschüttungen für Fall C

¹⁷ Höhe der EK-Einlage und relativer Vergleich zum Vorjahr hängen stark von der jeweiligen Langfristplanung und der Ausgangsstruktur im Unternehmen ab und können nicht verallgemeinert werden.

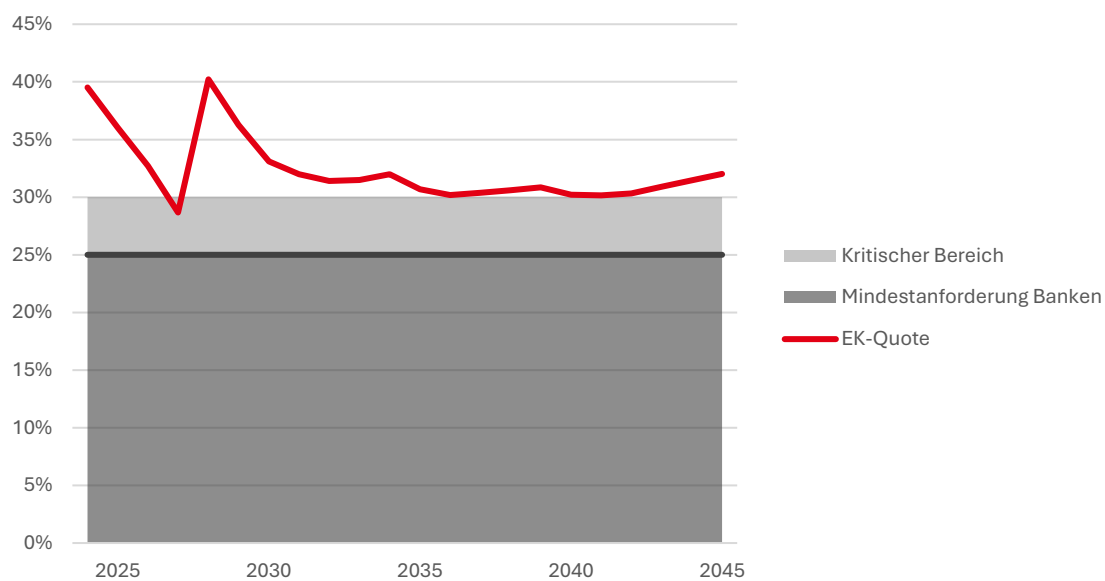


Abbildung 170: Entwicklung der EK-Quote für Fall C

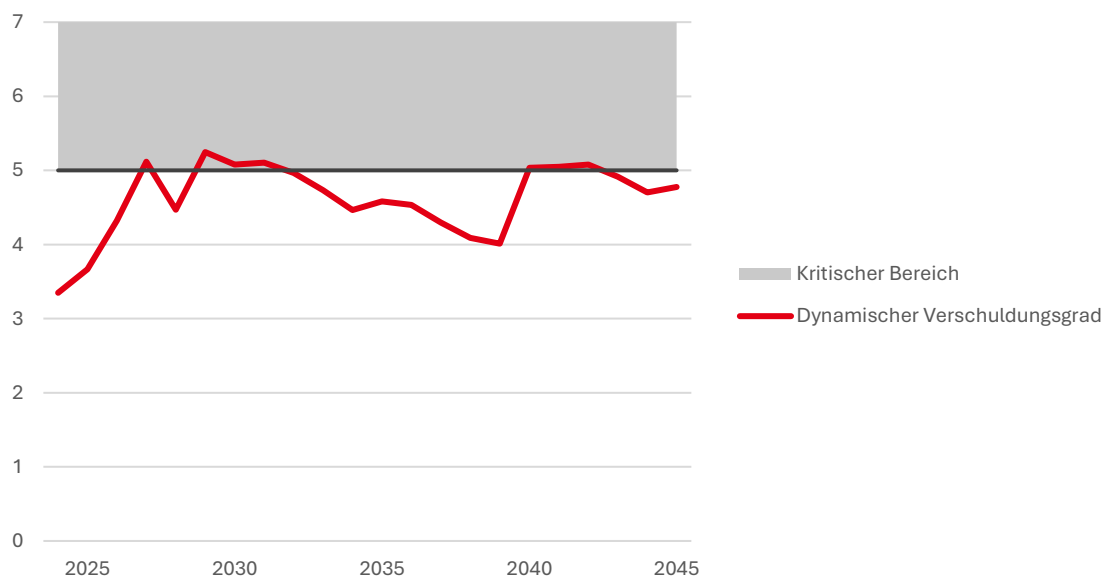


Abbildung 171: Darstellung des dynamischen Verschuldungsgrades für Fall C



Zur Finanzierung der Transformation muss eine Vielzahl von Finanzierungsinstrumenten geprüft werden. Neben einer Fremdfinanzierung sind sowohl Eigenkapitalzufuhren als auch ggf. (teilweise) Thesaurierungen resultierender Gewinne erforderlich. Sowohl die Thesaurierung als auch die Bereitstellung von neuem Eigenkapital sind aus Gesellschafter- und Betreiberperspektive nicht unproblematisch. Neues Eigenkapital lässt sich nur einwerben, wenn eine ausreichende risikoadäquate Kapitalverzinsung realisiert werden kann. Zudem sind Auswirkungen auf Anteilsverhältnisse und Governance zu berücksichtigen. Bei sehr hoher Investitionsintensität (Szenario 2) zeigt sich jedoch auch hier, dass die Finanzierbarkeit praktisch nicht gegeben ist. Es müssen daher zusätzlich geeignete Maßnahmen ergänzend in Betracht gezogen werden, um den vollständigen Transformationsumfang finanzierbar zu gestalten.

9.2.4 Übersicht traditioneller und alternativer Finanzierungsmodelle


Die Analyse der Finanzierbarkeit der Infrastrukturinvestitionen von Musterhausen hat gezeigt, dass sowohl eine vollständige Finanzierung über Fremdkapital als auch eine Heranziehung von Unternehmensgewinnen über eine Thesaurierung an Grenzen stößt und die Finanzierungssicherheit nicht sichergestellt ist.

Eine vollständige Fremdkapitalaufnahme führt zu einer deutlichen Verschlechterung der Bilanzrelationen und Kennzahlen aus Finanzierungssicht. Dies hat zur Folge, dass nicht davon ausgegangen werden kann, dass Geschäftsbanken bereit sein werden, die Transformation in diesem Umfang zu finanzieren.

Die Thesaurierung von Gewinnen ist im Grundsatz ein Instrument, um einen Beitrag zur Innenfinanzierung zu leisten. Allerdings reicht die Thesaurierung von Gewinnen allein nicht aus, um die Finanzierung zu gewährleisten. Eigenkapitalgeber müssten über einen sehr langen Zeitraum hinweg vollständig auf Gewinnausschüttungen verzichten. Es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass die Gesellschafter hierzu bereit sind. Um die Finanzierung der anstehenden Transformation sicherzustellen, müssen daher weitere Instrumente wie die Aufnahme von Eigenkapital, der Einsatz hybrider Instrumente oder Off-Balance-Lösungen geprüft werden.

Unter der Maßgabe, dass im Unternehmen ausreichend Eigenkapitalmittel verfügbar sind oder bereitgestellt werden können, ist i.d.R. eine Ausweitung des Finanzierungsrahmens unproblematisch. Stoßen diese Maßnahmen dennoch an Grenzen, so sind im Einzelfall ergänzend zusätzlich weitere Instrumente in Erwägung zu ziehen.

Es sei an dieser Stelle betont, dass diese Instrumente nicht alternativ, sondern additiv zu betrachten sind.

 *Zur Sicherstellung einer vollständigen Transformation reicht es nicht, sich auf Unternehmensebene auf einzelne Instrumente zur Sicherstellung der Finanzierung der Transformation zu beschränken. Die Herausforderungen sind derart hoch, dass eine Vielzahl von Maßnahmen erforderlich ist, um dieses Spannungsfeld zu lösen. Die Auswahl geeigneter Instrumente sollte im Einzelfall durch den Verteilnetzbetreiber getroffen werden können. Komplexe oder administrativ aufwendige Lösungen sollten zur Vermeidung ineffizienter Transaktionskosten vermieden werden.*

Bezüglich des Ordnungsrahmens ist festzuhalten, dass sämtliche in dieser Studie beschriebenen Ansatzpunkte in Betracht zu ziehen sind, um einerseits die Tragfähigkeit der Geschäftsmodelle abzusichern, die Preissteigerungen für Verbraucher zu begrenzen und die Investitionsanforderungen auf minimale Systemkosten auszurichten.

Abbildung 172 zeigt eine Übersicht traditioneller und alternativer Finanzierungsmodelle derer sich Netzbetreiber bedienen können, um den Infrastrukturausbau zu realisieren. Bezüglich der Finanzierungssituation ist ergänzend die Zielstellung, weitere Instrumente zu prüfen, die die Bilanzrelationen

auf Netzbetreiberebene entlasten und weiteren Finanzierungsspielraum schaffen. Zielstellung ist die Aufnahme von Finanzierungsinstrumenten zur Entlastung der Verschuldungssituation.

Im Mittelpunkt der Auswahl des geeigneten Finanzierungsmodells steht im Einzelfall auf Unternehmensebene eine detaillierte vertiefende Analyse der Chancen und Risiken. Die einzelnen Finanzierungsinstrumente werden im Folgenden detaillierter erläutert.

Traditionelle und alternative Finanzierungsmodelle				
Aktiva		Passiva	Verschuldung	
AV Anlage- vermögen	EK Eigenkapital	←	Beteiligungspartner	Entlastung
	Hybrid Eigenkapital	←	Stille Beteiligung	
		←	Mezzanine Finanzierung	
UV Umlauf- vermögen	Fördermittel	←	Invest.Zuschüsse / BKZ	Keine Entlastung
	FK Fremdkapital	←	Schuldscheindarlehen / Anleihen	
		←	Bankdarlehen	
Off Balance Asset Based Finance		←	Projektfinanzierung / Leasing / EK-Partner / Spezialfonds PPPs	Entlastung

Abbildung 172: Übersicht traditioneller und alternativer Finanzierungsmodelle

Eigenkapitalnahe Finanzierungsformen

Die Finanzierung von Infrastrukturprojekten erfordert zunehmend flexible und nachhaltige Kapitalstrukturen, um den steigenden Investitionsbedarf zu bewältigen und gleichzeitig eine solide wirtschaftliche Basis zu gewährleisten. Eigenkapitalnahe Finanzierungsformen spielen dabei neben den oben beschriebenen klassischen Instrumenten eine zentrale Rolle, da sie Unternehmen ermöglichen, ihre Kapitalbasis zu stärken, ohne klassische Fremdfinanzierung in Anspruch zu nehmen. Diese Finanzierungsinstrumente bieten eine Alternative zu herkömmlichen Bankdarlehen, indem sie die Eigenkapitalquote verbessern, die Bilanzstruktur stabilisieren und gleichzeitig das Verschuldungspotenzial verbessern. Zu den wichtigsten eigenkapitalnahen Finanzierungsformen gehören direktes Beteiligungskapital durch die Aufnahme neuer Gesellschafter oder Kapitalerhöhungen von Bestandsgesellschaftern, stille Beteiligungen, Mezzanine-Finanzierungen sowie Investitionszuschüsse.

Eigenkapitalerhöhungen: Die direkte Erhöhung des Eigenkapitals kann durch Bestandsgesellschafter oder aber die Aufnahme neuer Gesellschafter bzw. entsprechender Investoren erfolgen, die dem Unternehmen oder dem Projekt Eigenkapital zur Verfügung stellen. Im Gegenzug erhalten diese dafür Unternehmensanteile. Damit beteiligt sich der neue Gesellschafter direkt am unternehmerischen Risiko und erhält entsprechende Gewinnbezugsrechte. Während reine Finanzinvestoren eher an der unmittelbaren Kapitalanlage interessiert sind, können strategische Investoren zusätzliche Mehrwerte bieten – etwa durch Branchenkenntnis, Netzwerk oder Managementunterstützung. Neben der Bereitstellung von Kapital trägt ein Beteiligungspartner zur Stärkung der Eigenkapitalquote und zur Erhöhung der Verschuldungskapazität bei, was das Fremdfinanzierungspotenzial des Unternehmens erweitert. Zudem kann der Investor durch sein Fachwissen und seine Erfahrung strategische Impulse liefern. Allerdings geht mit der Aufnahme eines Beteiligungspartners auch eine

Verwässerung der bisherigen Gesellschaftsanteile und Auswirkungen auf die Governance einher. Zudem sind Beteiligungspartner nur bereit, entsprechende Investitionen zu tätigen, wenn deren Renditeerwartungen unter Berücksichtigung der Chancen und Risiken adäquat im Vergleich zu einer Alternativanlage verzinst werden.

Sollte eine Beteiligung privaten Kapitals nicht möglich sein, so wäre im Grundsatz auch eine Beteiligung der öffentlichen Hand denkbar. So hält der Bund über die bundeseigene Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bereits Anteile an den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz und TransnetBW. Es ist zudem marktbekannt, dass mehrfach Bestrebungen vorhanden waren, eine Beteiligung an TenneT zu erwerben. Diese konnten jedoch bislang nicht erfolgreich umgesetzt werden. Sollte die Einwerbung privaten Eigenkapitals daher nicht hinreichend erfolgreich sein, sollten entsprechende Beteiligungen der öffentlichen Hand nicht nur auf Übertragungsnetzebene, sondern auch im Bereich der Verteilnetze geprüft werden. Dabei sind auch Fragen der Umsetzbarkeit nach § 65 Bundeshaushaltsordnung (BHO) zu prüfen.

Stille Beteiligung: Eine stille Beteiligung (stille Gesellschaft) ist eine besondere Beteiligungsform, bei der ein Investor – der stille Gesellschafter – Kapital in ein Unternehmen einbringt, dafür aber ausschließlich intern am Gewinn beteiligt wird und nach außen hin nicht in Erscheinung tritt. Der stille Gesellschafter erhält also vertraglich einen Anteil am Gewinn (und ggf. am Verlust) des Unternehmens, hat aber typischerweise kein Mitspracherecht in der Geschäftsführung und wird im Handelsregister nicht als Gesellschafter aufgeführt. Rechtlich ähnelt diese Konstruktion einem partiarischen Darlehen (einem Darlehen mit Gewinnbeteiligung). Oft vereinbart man eine feste Grundverzinsung plus eine gewinnabhängige Vergütung für den stillen Gesellschafter. Das eingebrachte Kapital ist nachrangig gegenüber anderen Gläubigern, d.h. im Insolvenzfall wird der stille Investor erst bedient, nachdem vorrangige Forderungen beglichen sind. Aufgrund dieser Nachrangigkeit und der Mischung aus Eigenkapital- und Fremdkapitalelementen zählt die stille Beteiligung zu den Mezzanine-Finanzierungsformen (hybride Finanzierungsformen). In der Praxis nutzen z. B. mittelständische Unternehmen stille Beteiligungen, um ihre Eigenkapitalbasis zu stärken, ohne Mitinhaber mit Stimmrecht aufnehmen zu müssen. Ein wesentlicher Vorteil ist, dass die stille Gesellschaft nach außen nicht erkennbar ist, wodurch bestehende Gesellschafterstrukturen unberührt bleiben. Zudem öffnet die stille Einlage als Eigenkapital zusätzliche Finanzierungsspielräume für das Unternehmen. Allerdings geht dies mit höheren Finanzierungskosten einher, da die Verzinsung in der Regel über dem Niveau klassischer Fremdfinanzierung liegt. Je nach Vertragsgestaltung kann zudem die Einräumung von Mitspracherechten vereinbart werden, was die unternehmerische Entscheidungsfreiheit beeinflussen kann.

Mezzanine-Finanzierung: Mezzanine-Kapital bezeichnet eine hybride Finanzierungsform, die sowohl Eigenschaften von Eigenkapital als auch von Fremdkapital aufweist. In der Kapitalstruktur wird es zwischen diesen beiden Kategorien eingeordnet – daher der Name Mezzanine (italienisch für Zwischengeschoss). Mezzanine-Finanzierungen werden meist in Form nachrangiger Darlehen, Wandelschuldverschreibungen oder Genussrechten bereitgestellt. Durch die Nachrangigkeit genießt dieses Kapital Eigenkapital-ähnlichen Charakter, da es die wirtschaftliche Eigenkapitalquote eines Unternehmens verbessert und erst nach anderen Verbindlichkeiten bedient wird. Der Kapitalgeber trägt dabei ein höheres Risiko als ein normaler Gläubiger, weshalb Mezzanine-Investoren in der

Regel höhere Renditen erwarten, etwa in Form überdurchschnittlicher Zinsen oder Gewinnbeteiligungen, um das höhere Ausfallrisiko zu kompensieren.

Mezzanine-Finanzierung ist ein Sammelbegriff für unterschiedliche Finanzierungsinstrumente mit flexibler vertraglicher Ausgestaltung. Damit Mezzanine-Kapital als Eigenkapital bilanziert werden kann, müssen bestimmte vertragliche Bedingungen erfüllt sein. Dazu gehören insbesondere die Nachrangigkeit gegenüber anderen Gläubigern, Regelungen zur Verlustteilnahme, eine erfolgsabhängige Vergütung oder Verzinsung sowie eine langfristige Kapitalbereitstellung, die eine nachhaltige Finanzierungsstruktur unterstützt. Zudem können vertragliche Mitbestimmungsrechte oder Informationsverpflichtungen vereinbart werden, um Kapitalgebern bestimmte Kontrollmechanismen zu ermöglichen. Es gibt verschiedene Vertragsformen, die individuell an die jeweiligen Finanzierungsbedarfe angepasst werden können. Finanzprodukte wie Hybrid-Anleihen, Genussscheine, atypische stille Beteiligungen oder Genussrechte werden – abhängig von ihrer konkreten vertraglichen Gestaltung – dem wirtschaftlichen Eigenkapital zugerechnet. Partiarische Darlehen und Gesellschafterdarlehen hingegen werden bilanziell eher dem Fremdkapital zugeordnet, es sei denn, sie enthalten eine vertraglich festgelegte Rangrücktrittsklausel, wodurch sie wirtschaftlich dem Eigenkapital zugerechnet werden können.

In der Praxis wird Mezzanine-Finanzierung häufig genutzt, um Finanzierungslücken zu schließen, beispielsweise in Energieprojekten, wenn das Eigenkapital der Projektinitiatoren und vorrangige Bankkredite nicht ausreichen, um den vollen Kapitalbedarf zu decken. In solchen Fällen kann Mezzanine-Kapital eine flexible Finanzierungslösung darstellen, um die Differenz zu überbrücken und Projekte dennoch zu realisieren. Aufgrund der nachrangigen Stellung des Kapitals und des höheren Ausfallrisikos für Investoren führt diese Finanzierungsform jedoch typischerweise zu höheren Zinsen als klassische Fremdkapitalprodukte.

Trotz der damit verbundenen höheren Kapitalkosten bleibt Mezzanine-Finanzierung eine attraktive Option, da sie für Unternehmen bei entsprechender vertraglicher Ausgestaltung wie Eigenkapital wirkt, eine größere finanzielle Flexibilität bietet und gleichzeitig die Eigenkapitalquote verbessert. Ihre einfache Vertragsgestaltung ermöglicht eine gezielte Ansprache potenzieller Anleger, wobei keine Prospektpflicht für den Verkauf besteht. Allerdings können die Anteile nur durch das Unternehmen selbst zurückgenommen und ausgegeben werden, was die Handelbarkeit einschränkt. Zudem weist diese Finanzierungsform eine geringere Attraktivität für institutionelle Anleger auf, da sie nicht die gleiche Sicherheit und Liquidität wie klassische Anleihen oder Aktien bietet. Neben der finanzwirtschaftlich bilanziellen Betrachtung ist auch regulatorisch sicherzustellen, dass diese Finanzierungsform wie Eigenkapital anerkannt wird.

Investitionszuschüsse: Investitionszuschüsse sind öffentliche Fördermittel (Zuschüsse/Subventionen), die Unternehmen für bestimmte Investitionsvorhaben als finanzielle Unterstützung gewährt werden. Sie dienen dazu, Investitionen anzureizen und beispielsweise die regionale Wirtschaftsentwicklung, Innovationen oder Infrastrukturprojekte (etwa im Energiesektor) voranzubringen. Im Gegensatz zu Krediten müssen Investitionszuschüsse in der Regel nicht zurückgezahlt werden

Off-Balance-Finanzierungslösungen

Off-Balance-Finanzierungslösungen bieten Unternehmen und Projektträgern die Möglichkeit, Investitionen zu realisieren, ohne diese unmittelbar in ihrer Bilanz ausweisen zu müssen. Diese Finanzierungsform wird insbesondere genutzt, um die Eigenkapitalquote stabil zu halten, Bilanzkennzahlen nicht zu belasten und gleichzeitig große Infrastrukturprojekte oder langfristige Investitionen zu ermöglichen. Zu den wichtigsten Off-Balance-Ansätzen gehören Projektfinanzierung, Leasing, Spezialfonds und Public-Private Partnerships (PPPs), die je nach Anwendungsfall unterschiedliche Vorteile bieten.

Die *Projektfinanzierung* ist eine langfristige Finanzierungsform, die speziell für großvolumige Infrastruktur- oder Energieprojekte entwickelt wurde. Sie zeichnet sich dadurch aus, dass die Finanzierung nicht über die Bilanz eines Unternehmens, sondern direkt über das Projekt selbst erfolgt. Dies bedeutet, dass die Kreditwürdigkeit nicht primär auf Basis des Unternehmens, sondern auf den erwarteten zukünftigen Einnahmen des Projekts bewertet wird. In der Regel wird hierfür eine eigenständige Projektgesellschaft gegründet, die Kapital durch Eigen- und Fremdfinanzierung aufnimmt. Charakteristisch für diese Finanzierungsform ist das sogenannte "Non-Recourse- oder Limited-Recourse-Finanzierungsprinzip", bei dem Gläubiger im Falle von Zahlungsausfällen lediglich auf die Vermögenswerte und Cashflows des Projekts zugreifen können, nicht jedoch auf das Gesamtvermögen des Mutterunternehmens und der Gesellschafter. Dadurch wird das Risiko der Finanzierung auf das Projekt selbst begrenzt und es besteht im Kreditfall nur ein begrenzter oder kein Rückgriff auf die Gesellschafter. Projektfinanzierungen werden häufig im Bereich erneuerbarer Energien, bei großen Industrieanlagen oder öffentlichen Infrastrukturprojekten eingesetzt, um das Finanzierungsrisiko für Unternehmen zu minimieren und Investitionen unabhängig von der eigenen Bilanzstruktur zu ermöglichen. Allerdings sind Projektfinanzierungen mit hohen Anforderungen an die Dokumentation und Strukturierung des Projekts verbunden, was den administrativen Aufwand erhöht. Zudem entstehen häufig höhere Nebenkosten für Berater und Banken verlangen in der Regel höhere Margen als bei klassischen Unternehmensfinanzierungen. Darüber hinaus können Banken durch vertragliche Regelungen Einschränkungen in der Geschäftsführung des Projekts vorgeben, um ihre Risiken zu minimieren.

Leasing ist eine weit verbreitete Off-Balance-Finanzierungsmethode, bei der ein Unternehmen oder eine öffentliche Einrichtung ein Anlagegut – beispielsweise Maschinen, Fahrzeuge oder Infrastrukturanlagen – nicht selbst kauft, sondern für einen bestimmten Zeitraum gegen eine regelmäßige Gebühr nutzt. Der Leasinggeber bleibt Eigentümer des Objekts, wodurch es nicht in der Bilanz des Leasingnehmers erscheint. Je nach Vertragsgestaltung gibt es unterschiedliche Leasingarten, die bilanzielle Auswirkungen beeinflussen. Beim klassischen Operate-Leasing bleibt das Leasingobjekt vollständig in der Bilanz des Leasinggebers, während beim Finance-Leasing je nach Vertragsdetails bilanzielle Effekte beim Leasingnehmer auftreten können. Leasingmodelle sind besonders attraktiv für Unternehmen, die Liquidität schonen möchten, sich langfristige Finanzierungsspielräume bewahren wollen oder Investitionen flexibel anpassen müssen. In der Energiewirtschaft werden Leasingmodelle beispielsweise für die Beschaffung von Ladeinfrastruktur, Blockheizkraftwerken oder erneuerbaren Energieanlagen genutzt.

Spezialfonds sind eine Form der institutionellen Finanzierung, bei der Kapital von Investoren gebündelt wird, um gezielt in bestimmte Asset-Klassen zu investieren. Diese Fonds werden häufig für Infrastruktur- oder Energieprojekte genutzt, um langfristige Finanzierungsquellen zu erschließen, ohne

dass die Investitionen unmittelbar in den Bilanzen der beteiligten Unternehmen auftauchen. Spezialfonds sind besonders attraktiv für institutionelle Anleger wie Versicherungen, Pensionskassen oder Versorgungswerke, die stabile und langfristig kalkulierbare Renditen suchen. Durch den strukturierten Fondsansatz können Risiken breit diversifiziert und gleichzeitig große Investitionen ermöglicht werden. In der Praxis sind Spezialfonds ein häufig genutztes Instrument zur Finanzierung von Netzinfrastruktur, erneuerbaren Energieparks oder Verkehrsprojekten, bei denen langfristige Finanzierungssicherheit erforderlich ist.

Public-Private Partnerships (PPPs) sind eine Kooperationsform zwischen öffentlichen Institutionen und privaten Unternehmen zur Finanzierung, Errichtung und Betrieb von Infrastrukturprojekten. Im Rahmen von PPPs übernimmt der private Partner meist die Finanzierung und den Bau, während der öffentliche Sektor als langfristiger Nutzer auftritt und über langfristige Verträge Nutzungsentgelte entrichtet. Diese Finanzierungsform entlastet öffentliche Haushalte und ermöglicht es, Projekte schneller umzusetzen, ohne dass hohe Investitionen auf einmal bereitgestellt werden müssen. Gleichzeitig profitieren private Investoren von stabilen Erträgen durch langfristige Verträge mit staatlichen Auftraggebern. Im Energiesektor werden PPP-Modelle häufig für Netzausbauprojekte, Quartierslösungen oder kommunale Energieinfrastruktur genutzt, um Investitionen effizienter zu realisieren und Risiken zwischen öffentlichen und privaten Partnern optimal zu verteilen.

Neben der Bereitstellung von Eigenkapital oder eigenkapitalähnlichen Instrumenten auf Unternehmensebene ergeben sich für die öffentliche Hand weitere Möglichkeiten, die Finanzierungskosten zu senken. Diese Maßnahmen haben zwar nicht unmittelbar Auswirkungen auf die Bilanzrelationen der Unternehmen. Sie können jedoch dazu führen, dass sich die Risikobeurteilung bzw. das Rating auf Bankenebene verbessert und im Ergebnis günstigere Finanzierungsbedingungen resultieren. Dies verbessert sowohl auf Unternehmensebene die Gesamtkostensituation und trägt darüber hinaus zu einer Reduktion der Systemkosten bei.

Unter der Maßgabe, dass der Einsatz und die Ausweisung bzw. Einführung solcher Instrumente beihilferechtlich zulässig sind, gibt es als Lösungsansätze beispielsweise

- die Einführung eines Investitionsschutzes und Absicherung gegen regulatorische Risiken durch die öffentliche Hand;
- Bürgschaften durch die öffentliche Hand (z. B. Bund, Länder); sowie
- günstige Infrastrukturkredite oder Kommunalkredite. Dabei können auch Landesbanken oder die Förderbanken der Bundesländer entsprechende Programme auflegen.

Die Ausgestaltung entsprechender Möglichkeiten wäre vertiefend zu analysieren und ist im Detail nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

9.3 AssetCo-Modell als Handlungsoption für die Finanzierung von Stromnetzausbau

Als zusätzliche Lösungsoption für die Finanzierung einzelner Sprunginvestitionen im Stromnetz wurde im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie II die Einführung bzw. Umsetzung eines AssetCo-Modells diskutiert. Das AssetCo-Modell stellt eine mögliche Option zur Finanzierung der steigenden Investitionsbedarfe im Netzbereich dar und könnte eine Möglichkeit bieten, den Netzausbau

voranzutreiben, ohne die bestehenden Bilanzstrukturen der Netzbetreiber übermäßig zu belasten. Dies ist insbesondere für die Netzbetreiber möglich, die handelsrechtlich nach HGB bilanzieren.

Angesichts der erheblichen Finanzierungsherausforderungen, mit denen Energieversorgungsunternehmen konfrontiert sind, wäre es sinnvoll, alternative Finanzierungswege zu prüfen. Das AssetCo-Modell könnte dabei eine Option sein, indem Netzvermögen in eine separate Gesellschaft überführt wird, die als Finanzierungsvehikel dienen kann.

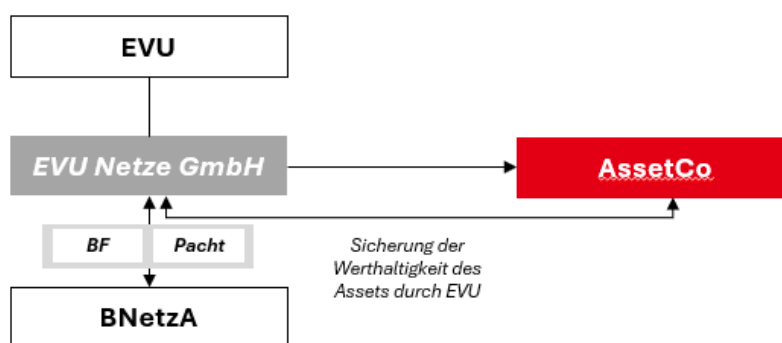


Abbildung 173: Funktionsweise der Asset-Co im Pachtmodell

Abbildung 173 zeigt, dass sich das Modell grundsätzlich als Pachtkonstruktion ausgestalten lässt: Investitionen in einzelne Netzassets – beispielsweise Umspannwerke oder Leitungen – könnten durch eine AssetCo übernommen und anschließend an den Netzbetreiber rückverpachtet werden. Für Unternehmen, die nach HGB bilanzieren¹⁸ bedeutet dies, dass die Vermögenswerte der in die AssetCo ausgelagerten Assets nicht auf Ebene der Netzgesellschaft bilanziert werden müssen und die mit einer möglichen Fremdfinanzierung verbundenen Verbindlichkeiten nicht den Verschuldungsgrad belasten. Die Verpachtung betrifft dabei nicht das Netz in Gänze, sondern kann für die Betriebsmittel ausgestaltet werden, die nicht auf Ebene der Netzgesellschaft finanziert werden können. Über vertragliche Regelungen innerhalb des Pachtvertrags bleibt jedoch sichergestellt, dass die Betreiberverantwortung und auch die Entscheidung über Investitionen und Betrieb der Betriebsmittel vollständig beim Netzbetreiber verbleiben.

Der Pachtzins wird durch den Netzbetreiber in die eigene Erlösobergrenze integriert und durch die Bundesnetzagentur bzw. Regulierungsbehörde entsprechend dem regulatorischen Regelwerk geprüft. Aus Sicht der AssetCo bzw. deren Investoren wäre sicherzustellen, dass die Pachtzahlungen vollständig regulatorisch anerkannt und in den Netzentgelten berücksichtigt werden. Die darin enthaltene Vergütung der Kapitalkosten (z. B. WACC) dient dabei dazu, die Bedienung des Fremdkapitals sowie der Gewinnerwartung der Investoren abzubilden. Der Netzbetreiber würde wie beschrieben weiterhin für Betrieb und Wartung der Anlagen verantwortlich bleiben, während die AssetCo die Finanzierung und Eigentümerschaft übernehmen könnte.

Die Einführung eines AssetCo-Modells bedeutet in einem zweiten Schritt, dass sich die AssetCo eigenständig finanzieren kann und muss. Auch hier werden Investoren nur bereit sein,

¹⁸ Unternehmen, die nach internationalem Rechnungslegungsstandard IFRS bilanzieren, müssen langfristige Verbindlichkeiten aus einem Pachtvertrag ebenfalls als Verbindlichkeit ausweisen. Das kann dazu führen, dass die mit einer AssetCo verbundenen Vorteile nicht in vollem Umfang gehoben werden können.

entsprechende Investitionen in eine AssetCo vorzunehmen, wenn die in der regulatorischen Anerkennung enthaltene Kapitalverzinsung marktgerecht unter Berücksichtigung aller Chancen und Risiken risikoadäquat in Relation zu einer Vergleichsinvestition ist.

Das AssetCo-Modell muss nicht zwingenderweise nur isoliert für einen einzelnen Netzbetreiber umgesetzt werden. Es könnte auch durch die Integration von Netzassets mehrerer Energieversorgungsunternehmen (EVUs) weiterentwickelt werden. Eine zentrale Möglichkeit bestünde darin, eine zentrale Gesellschaft als AssetCo zu etablieren, die als „Auffanggesellschaft“ für Netzassets dient, die von einzelnen EVUs nicht mehr eigenständig finanziert werden können. Falls zudem eine Beteiligung durch die öffentliche Hand erfolgt, könnte diese weitere Risiken (z. B. Insolvenzrisiken, regulatorische Risiken) absichern und den Investoren während der vollständigen Laufzeit der kalkulatorischen Nutzungsdauern kalkulierbare Erlösströme ermöglichen. Es würde zudem ermöglichen, dass auch institutionelle Anleger ein verbrieftes und handel- bzw. veräußerbares Wertpapier erwerben könnten.

Ein solches Modell könnte dazu beitragen, den dringend notwendigen Netzausbau voranzutreiben und gleichzeitig die Finanzierungsbelastung der einzelnen Unternehmen zu reduzieren. Die vertragliche Umsetzung ließe sich standardisiert gestalten, indem jedes EVU mit der AssetCo entsprechende Vereinbarungen abschließt und die Verteilung von Chancen und Risiken zwischen den Vertragspartnern geregelt wird. Diese Verträge könnten langfristige Pachtmodelle umfassen, bei denen die Netzbetreiber weiterhin für Betrieb und Wartung der Infrastruktur verantwortlich wären, während die AssetCo als Eigentümerin der Assets fungiert und deren Finanzierung sicherstellt.

Eine entscheidende Voraussetzung für die Umsetzung wäre die Anpassung des regulatorischen Rahmens, insbesondere im Hinblick auf die Festlegung der Verzinsung für die langfristige Nutzung des Kapitals (WACC). Durch eine standardisierte Regulierung könnte der Pachtzins langfristig kalkulierbar und an die Nutzungsdauer der jeweiligen Assets angepasst werden. Um die Finanzierungsstabilität weiter zu stärken, könnte der Bund über die Laufzeit entsprechende Garantien übernehmen, insbesondere hinsichtlich der Vergütung der Pachtzahlungen. Dies würde das Modell für Investoren attraktiver machen und eine risikoärmere Kapitalaufnahme ermöglichen. Insgesamt könnte eine AssetCo-Lösung dazu beitragen, Netzbetreibern die notwendige finanzielle Flexibilität zu verschaffen und den Transformationspfad des Energiesystems nachhaltig zu unterstützen.

Allerdings wären weitergehende Prüfungen erforderlich, um die regulatorische Integration sicherzustellen und mögliche Herausforderungen in der Governance einer solchen Gesellschaft zu adressieren.

Die Finanzierung der AssetCo könnte über verschiedene Kapitalquellen erfolgen. Durch die regulierten Einnahmen wäre es theoretisch möglich, die AssetCo überwiegend mit Fremdkapital zu finanzieren, beispielsweise durch Anleihen privater Investoren oder Kredite von Förderbanken. Alternativ wäre auch eine Beteiligung öffentlicher Investoren denkbar. Hierbei müsste allerdings geprüft werden, welche Governance-Mechanismen notwendig wären, um eine langfristige und stabile Finanzierung sicherzustellen. Auch die Gesellschafterstruktur der AssetCo wäre flexibel gestaltbar, beispielsweise mit Beteiligungen von Bund, Landesgesellschaften, Kommunen oder institutionellen Investoren. Eine Bundesbeteiligung könnte dazu beitragen, die Governance zu sichern und eine nachhaltige Finanzierungsperspektive zu gewährleisten.

Zentral für die Gewinnung von Investoren auf Ebene der AssetCo ist wie beschrieben die Attraktivität der regulatorischen Kapitalverzinsung. Im Kern ist es Aufgabe der Bundesnetzagentur, eine kapitalmarktgerechte risikoadäquate Verzinsung sicherzustellen. Ist diese gegeben, dürften sich regelmäßig ausreichend Investoren finden. Gleichwohl wurde die Kapitalmarktgerechtigkeit der EK-Verzinsung in der Vergangenheit häufig von Investoren in Zweifel gezogen.

Sollten sich daher nicht ausreichend Investoren finden, wäre es möglich, die Marktgerechtigkeit über eine Auktion zu ermitteln. Das AssetCo-Modell könnte so gestaltet werden, dass die Verzinsung für Investoren über einen Marktpreistest bestimmt wird. Die Bundesnetzagentur könnte beispielsweise regelmäßig eine Ausschreibung durchführen, um für eine gegebene Höhe an Investitionsanforderungen Angebote in Abhängigkeit von der Kapitalverzinsung einzuholen. Durch Settlement von Angebot und Nachfrage könnten so marktgerechte Kapitalkosten für die Finanzierung der AssetCo ermittelt werden. Entsprechende Auktionen könnten jährlich entsprechend dem jeweiligen Kapitalbedarf aktualisiert werden. Wichtig wäre lediglich sicherzustellen, dass in den Fällen, in denen das Ergebnis der Auktion oberhalb des zunächst regulatorischen Basiszinssatzes liegt, eine entsprechende Anerkennung in der Erlösobergrenzenbestimmung erfolgt.

Dieser Auktionsmechanismus könnte dazu beitragen, eine wettbewerbsfähige und transparente Finanzierung sicherzustellen. Allerdings müsste geprüft werden, inwieweit ein solcher Mechanismus mit den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen in Einklang gebracht werden könnte. Zusätzlich sollte die Bundesnetzagentur eine wichtige Rolle als zentrale Instanz zur Steuerung der AssetCo einnehmen. Sie müsste die EVUs hinsichtlich des Pachtentgelts regulieren und sicherstellen, dass die Werthaltigkeit der übertragenen Netzassets langfristig erhalten bleibt.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt wäre die marktgerechte Finanzierung der AssetCo, insbesondere durch eine angemessene Festlegung der WACC, um sowohl Investitionsanreize zu erhalten als auch eine wirtschaftlich tragfähige Finanzierung zu ermöglichen. Darüber hinaus könnte die BNetzA als genehmigende Instanz für die Übertragung von Netzassets fungieren und sicherstellen, dass die Aufnahme neuer Assets in das AssetCo-Modell regulatorischen Vorgaben entspricht und keine negativen Auswirkungen auf den Netzbetrieb oder den Wettbewerb entstehen.

Das AssetCo-Modell hätte potenziell mehrere Vorteile: Es könnte die Eigenkapitalquoten der EVUs stabilisieren und ihre Verschuldungsfähigkeit entlasten. Gleichzeitig könnte es Investoren eine neue Möglichkeit bieten, in langfristig stabile Infrastrukturprojekte zu investieren. Dies könnte insbesondere für institutionelle Investoren, wie Pensionskassen, von Interesse sein. Dennoch wären noch zahlreiche Fragen zu klären, etwa wie sich eine AssetCo langfristig in die Regulierung und Governance der Netzinfrastuktur einfügen ließe, wie Chancen- und Risiken zwischen den Vertragspartnern aufgeteilt werden können oder aber wie die Konstruktion im Detail ausgestaltet würde. Die Rolle der öffentlichen Hand sowie die damit verbundenen Absicherungsmechanismen sind auszugestalten und dabei beihilferechtliche Aspekte zu klären. Des Weiteren wäre wichtig, auch für Unternehmen, die nach internationalem Rechnungslegungsstandard bilanzieren (müssen), entsprechende Vehikel zu finden und auszugestalten.

9.4 Zusammenfassung der Ergebnisse und Handlungsoptionen für die Finanzierung

Die Analyse des Finanzierungsumfelds hat gezeigt, dass die Finanzierung der Transformation nicht sichergestellt ist. Eine Vielzahl von Maßnahmen auf Unternehmensebene sowie eine Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens sind erforderlich. Erst langfristig kann in jedem Szenario ein positiver Free Cashflow erzielt werden, aus dem jedoch noch Ausschüttungen, Zinsen und Tilgungen bedient werden müssen. In der Hochlauf- und Transformationsphase sind aufgrund der Investitionstätigkeit signifikante Liquiditätszuflüsse erforderlich.

Es zeigt sich, dass die Finanzierung in der Hochlaufphase in allen betrachteten Varianten nicht vollständig sichergestellt werden kann. Eine vollständige Fremdkapitalaufnahme führt zu einer deutlichen Verschlechterung der Bilanzrelationen und der Kennzahlen aus Finanzierungssicht. Daher kann nicht davon ausgegangen werden, dass Geschäftsbanken bereit sein werden, die Transformation in diesem Umfang zu finanzieren. Die Thesaurierung von Gewinnen ist im Grundsatz ein Instrument, um einen Beitrag zur Innenfinanzierung zu leisten. Sie reicht jedoch nicht aus, um die Finanzierung zu gewährleisten, da Eigenkapitalgeber über einen sehr langen Zeitraum vollständig auf Gewinnausschüttungen verzichten müssten. Es ist nicht davon auszugehen, dass die Gesellschafter hierzu bereit sind.



Es reicht sowohl auf Unternehmensebene als auch im Ordnungsrahmen nicht aus, sich auf einzelne Instrumente zur Sicherstellung der Finanzierung der Transformation zu beschränken. Die Herausforderungen sind derart hoch, dass eine Vielzahl von weiteren Maßnahmen erforderlich ist, dieses Spannungsfeld zu lösen.

Um die Finanzierung der anstehenden Transformation sicherzustellen, müssen daher weitere Instrumente geprüft werden. Ein zentraler Baustein für eine nachhaltige Finanzierung sind eigenkapitalnahe Finanzierungsformen, die Unternehmen ermöglichen, ihre Kapitalbasis zu stärken, ohne klassische Fremdfinanzierung in Anspruch zu nehmen. Dazu gehören Eigenkapitalerhöhungen durch neue oder bestehende Gesellschafter, stille Beteiligungen sowie Mezzanine-Finanzierungen. Während Eigenkapitalerhöhungen direkt die Eigenkapitalquote verbessern und langfristige Investoren einbinden, bieten stille Beteiligungen eine Möglichkeit, Kapital zu generieren, ohne Einfluss auf die bestehende Gesellschafterstruktur zu nehmen. Mezzanine-Kapital verbindet Eigenschaften von Eigen- und Fremdkapital und wird häufig zur Schließung von Finanzierungslücken genutzt. Obwohl diese Instrumente mit höheren Kapitalkosten verbunden sind, bieten sie Unternehmen größere finanzielle Flexibilität und können die Eigenkapitalquote gezielt verbessern.

Darüber hinaus sind Off-Balance-Finanzierungslösungen ein wichtiger Ansatz, um Investitionen zu ermöglichen, ohne die Bilanzstruktur übermäßig zu belasten. Zu den relevanten Instrumenten gehören Projektfinanzierungen, Leasingmodelle, Spezialfonds sowie PPPs. Während Projektfinanzierungen insbesondere für großvolumige Infrastrukturprojekte genutzt werden und durch eine eigenständige Projektgesellschaft strukturiert sind, ermöglichen Leasingmodelle eine flexible Nutzung von Anlagegütern ohne bilanzielle Belastung. Spezialfonds bieten institutionellen Anlegern gezielte Investitionsmöglichkeiten in Infrastrukturprojekte, während PPPs eine enge Zusammenarbeit zwischen öffentlichen und privaten Akteuren zur Finanzierung und Umsetzung von Transformationsprojekten fördern.

Zusätzlich können staatliche Maßnahmen wie Investitionsschutzmechanismen, Bürgschaften oder Förderkredite dazu beitragen, Finanzierungskosten und somit Systemkosten sowie die Belastung für Verbraucher zu reduzieren.



Die Sicherstellung der Finanzierung der Transformation erfordert eine Kombination aus eigenkapitalnahen Finanzierungsformen und Off-Balance-Lösungen, da klassische Fremdfinanzierung nicht ausreicht. Die gezielte Nutzung von Eigenkapitalerhöhungen, Mezzanine-Kapital und Leasingmodellen sowie die Einbindung institutioneller und öffentlicher Kapitalgeber sind entscheidend, um Finanzierungsrisiken und Finanzierungskosten zu minimieren und Investitionen nachhaltig abzusichern.

Als Handlungsoptionen für staatliche Maßnahmen zur Unterstützung der Finanzierung der Energiewende wurden vier Instrumente identifiziert:

Einführung eines Investitionsschutzmechanismus zur Absicherung gegen regulatorische Risiken

Ein solcher staatlicher Schutz könnte verhindern, dass unerwartete regulatorische Änderungen die Wirtschaftlichkeit von Projekten zur Energie- und Wärmewende gefährden. Dies würde Investoren mehr Planungssicherheit geben und die Zurückhaltung bei langfristigen Finanzierungen verringern.

Bürgschaften und Absicherungen von Krediten durch die öffentliche Hand

Durch Garantien kann das Risiko für Banken reduziert und die Zinslast für Netzbetreiber gesenkt werden. Eine verbesserte Risikoeinschätzung kann dazu führen, dass Banken trotz ungünstiger Bilanzrelationen der Netzbetreiber höhere Fremdmittel bereitstellen.

Günstige Infrastruktur- oder Kommunalkredite von Förderbanken der Länder oder des Bundes

Falls Kommunen Eigenkapital in Form von Gesellschafterdarlehen oder direkten Beteiligungen einbringen, können solche Kredite die Zinskosten zusätzlich reduzieren. Dies könnte die Finanzierungsstruktur für langfristige Infrastrukturprojekte deutlich verbessern.

Ausgestaltung eines Leasing-Modells/Umsetzung des AssetCo-Modells Stromnetze

Als vierte Handlungsoption könnte die Umsetzung eines AssetCo-Modells für Stromnetze geprüft werden. Dabei würde eine eigenständige Gesellschaft gegründet, die die Finanzierung und Realisierung von Betriebsmitteln für Stromnetze übernimmt. Dieses Modell könnte sowohl mit als auch ohne direkte staatliche Beteiligung umgesetzt werden und würde die Bilanz der Netzbetreiber entlasten.

Kapitel 10

Anhang

10 Anhang

10.1 Prämissen und Annahmen

10.1.1 Technische Modellierung

10.1.1.1 Herausforderungen unterschiedlicher energetischer Stadtraumtypen und spezifische Netzcharakteristika

Die „Energetischen Stadtraumtypen“ (EST) bilden eine wichtige Grundlage, um Städte in typische Quartierstypen zu unterteilen. Sie werden im Folgenden zusammenfassend erläutert. Es handelt sich bei ihnen um eine Möglichkeit unter anderem Wohn- und Nichtwohngebäude zu kategorisieren. Insgesamt umfassen die EST die folgenden Bereiche: Überwiegend Wohnnutzung, überwiegend Mischnutzung, Büro- und gewerbliche Nutzung und Freiraumtypen (zum Beispiel Park- oder Friedhofsanlagen) [1] [19].

EST 1 – Kleine, freistehende Wohnbebauung überwiegend niedriger und mittlerer Geschossigkeit

EST 1 umfasst Ein- und Mehrfamilienhäuser, die als Einzel- oder Doppelhäuser mit ein bis drei Geschossen ausgeführt sind und meist frei auf ihrem Grundstück stehen. Diese Gebäude zeichnen sich durch eine geringere Versiegelung und eine niedrige Baudichte aus, was im Winter oft zu einem erhöhten Heizwärmebedarf führt, da sie schneller auskühlen. Im Sommer hingegen profitieren sie von einem guten Kühlungspotenzial durch Transpiration. Aufgrund des hohen Anteils an unversiegelten Freiflächen eignet sich besonders die Nutzung von Erdwärme in Kombination mit Wärmepumpen für EST 1.



Abbildung 174: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST1 [74], [19]

EST 2 – Reihenhausbebauung

EST 2 umfasst Gebäude mit ein bis drei Geschossen, die sich durch eine dichtere Bebauung im Vergleich zu EST 1 auszeichnen. Diese Bebauung entsteht durch die Anreihung von Einfamilienhäusern, meist in Zeilen von fünf bis sechs Häusern. Aufgrund der dichten Anordnung und der geringeren Grundfläche weisen EST 2-Gebäude im Winter oft einen reduzierten Wärmebedarf auf, da sie weniger schnell auskühlen. Gleichzeitig ermöglichen ihre geringe bauliche Speichermasse und die relativ unversiegelten Flächen eine gute Kühlfähigkeit im Sommer. Die Anordnung der Gebäude eröffnet Potenziale für die gemeinsame Nutzung von Energiequellen, wie beispielsweise Blockheizkraftwerken oder Abwasserwärme.

Reihenendhäuser bieten zudem Optionen für den Einsatz von Wärmepumpen. Abhängig vom Baujahr der Gebäude könnte auch ein Anschluss an ein Wärmenetz eine geeignete Lösung sein.

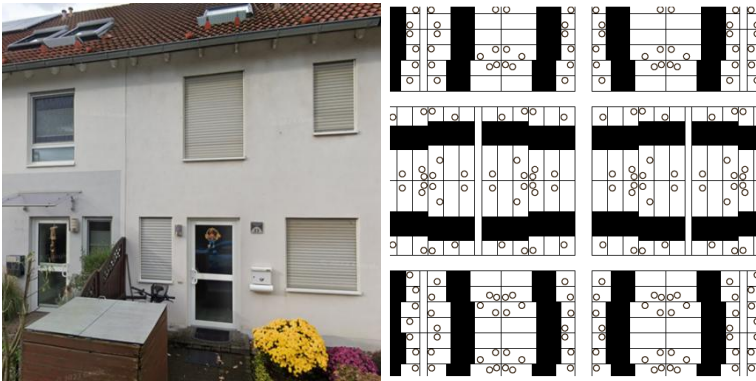


Abbildung 175: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST2 [19], [74]

EST 3 – Zeilenbebauung niedriger bis mittlerer Geschossigkeit

EST 3 umfasst gekuppelte Mehrfamilienhäuser, die meist als vier- bis sechsgeschossige Zeilenbebauungen parallel angeordnet sind. Diese Gebäude sind oft von großen Parkflächen oder Freiflächen umgeben, die den Bewohnern zur Verfügung stehen. Die weitläufige Bebauung ermöglicht eine gute Durchlüftung und Besonnung, was zusammen mit dem günstigen Verhältnis von Grundfläche zu Volumen zu einem vergleichsweise niedrigen Heizwärmebedarf pro Quadratmeter führt. Die großen Freiflächen und der geringe Verschattungsgrad bieten ein hohes Potenzial für die Nutzung von Solarthermie als Heizoption. Darüber hinaus könnte der homogene Wärmebedarf der Wohneinheiten den Anschluss an ein Wärmenetz erleichtern und wirtschaftlich attraktiv machen.

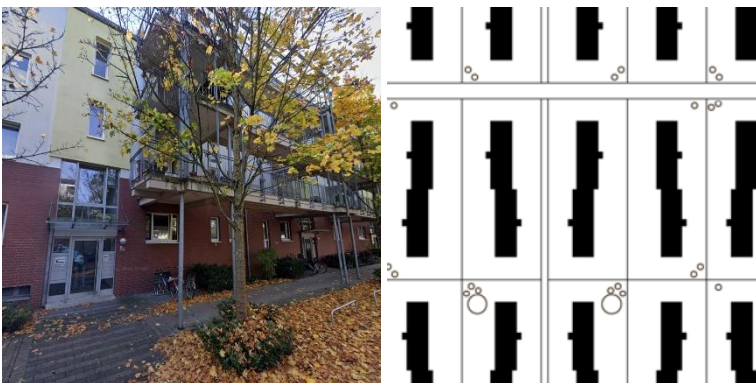


Abbildung 176: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST3 [19], [74]

EST 4 – Großmaßstäbliche Wohnbebauung hoher Geschossigkeit

EST 4 umfasst unregelmäßig angeordnete Wohnbebauungen mit hoher Geschosszahl, zu denen sowohl Hochhäuser als auch Zeilen- und Gebäudeketten gehören. Die Gebäude sind häufig von großen Freiflächen umgeben, die oft Spielplätze und Fußwege umfassen und die Gesamtfläche der Einheiten erheblich vergrößern. Dank des guten Verhältnisses von Grundfläche zu Gebäudevolumen weist EST 4 einen geringen Heizwärmebedarf pro Quadratmeter auf. Große Rasenflächen können zur Auskühlung der Gebäude beitragen, während die Gebäudehöhe zu Verschattungen führen kann. Die offene Bauweise ermöglicht einen ungehinderten Zufluss von Frisch- und Kaltluft, wobei eine zu dichte Bebauung jedoch zu erhöhter Windlast führen kann. Die großen Freiflächen bieten ein hohes Potenzial für die Nutzung von Geothermie.

Gleichzeitig könnte ein Wärmenetz aufgrund des hohen absoluten Wärmebedarfs der Gebäude eine sinnvolle Option darstellen, sofern die Entfernungen zwischen den Gebäuden nicht zu groß sind.



Abbildung 177: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST4 [[19], [74]

EST 5 – Blockrandbebauung

EST 5 umfasst gekuppelte Mehrfamilienhäuser mit drei bis sechs Geschossen, die häufig direkt an den Gehweg grenzen. Innenhöfe oder zentrale Gärten sind seltener und kommen meist nur in Blockbebauungen vor. Aufgrund der dichten Bebauung und der damit verbundenen hohen Speichermasse für Wärme gibt es nur einen geringen Luftaustausch, was die Energieeffizienz der Gebäude erhöht. Die dichte Bauweise führt zu einem hohen Grad an Verschattung, wodurch Solarthermie als Wärmequelle ausgeschlossen ist. Allerdings ermöglicht die hohe Wärmedichte der Gebäude den effizienten Einsatz von Wärmenetzen oder die Nutzung von Abwasserwärme zur Wärmeversorgung.

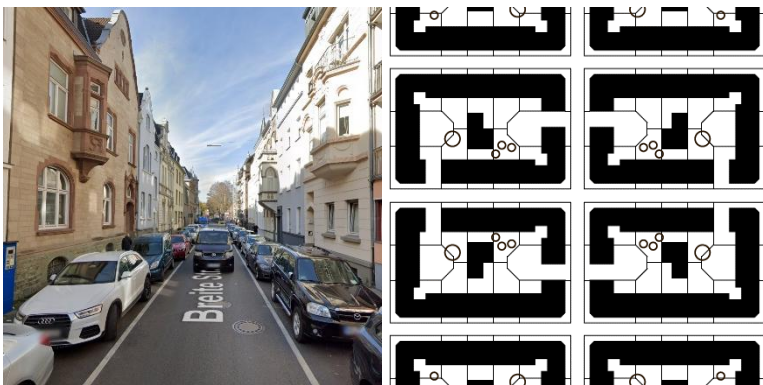


Abbildung 178: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST5 [19], [74]

EST 6 – Dörfliche Bebauung

EST 6 zeichnet sich durch eine dörfliche Bebauung aus, die sich durch die Vielfalt der Bauweise von Ein- und Mehrfamilienhäusern unterschiedlicher Baualtersklassen auszeichnet. Diese Gebäude haben in der Regel ein bis zwei Geschosse. Der Stadtkern vieler Klein- und Mittelstädte, der oft historisch gewachsen ist, spiegelt die Merkmale des EST 6 wider. Die offene Struktur ermöglicht einen ungehinderten Fluss von Frisch- und Kaltluft, was zu einer guten natürlichen Abkühlung beiträgt. Die zahlreichen Dachflächen bieten ein hohes Potenzial für die Nutzung von Solarthermie zur Wärmeversorgung. Gleichzeitig macht die

dichte Bebauung den Einsatz eines Wärmenetzes attraktiv. Darüber hinaus könnten auch Wärmepumpen als weitere Option zur Wärmeversorgung in Betracht gezogen werden.



Abbildung 179: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST6 [19], [74]

EST 7 – Historische Altstadtbebauung

EST 7 ist geprägt durch eine dichte Bebauung mit einer relativ mittleren Geschossanzahl von zweieinhalb bis sechs Geschossen. Ein Großteil der Gebäude stammt aus der Zeit vor 1918 und steht häufig unter Denkmalschutz. Die hohe Bebauung führt zu einem ausgeprägten Versiegelungs- und Verschattungsgrad. Der hohe Versiegelungsgrad sorgt für eine signifikante Wärmespeichermasse, während der Durchfluss von Frisch- und Kaltluft in diesem Stadtraumtyp generell eingeschränkt ist. Trotz der dichten Bebauung bietet die große Anzahl an Dachflächen ein hohes Potenzial für die Nutzung von Solarthermie. Gleichzeitig macht die urbane Struktur den Einsatz eines Wärmenetzes besonders sinnvoll, da die dichte Bebauung kurze Leitungswege und eine effiziente Versorgung ermöglicht.



Abbildung 180: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST7 [19], [74]

EST 8 – Innenstadtbebauung

EST 8 beschreibt typischerweise das Stadtzentrum, das sich durch eine hohe Bebauungsdichte und einen starken Verdichtungsgrad auszeichnet. Die Gebäude sind meist von Frisch- und Kaltluftzufluss weitgehend abgeschnitten. Der hohe Versiegelungsgrad trägt dazu bei, dass Wärme effektiv gehalten wird, während die großen Speichermassen den Wärmeabfluss nur in geringem Maße ermöglichen. Wie bei EST 6 und 7 bieten die zahlreichen großen Dachflächen des EST 8 ein hohes Potenzial für die Nutzung von Solarthermie. Zudem macht die dichte Bebauung den Einsatz eines Wärmenetzes besonders vorteilhaft, da es eine effiziente und flächendeckende Wärmeversorgung ermöglicht.



Abbildung 181: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST8 [19], [74]

EST 9 – Geschäfts-, Büro- und Verwaltungsbebauung

EST 9 umfasst sowohl Büro- und Verwaltungsgebäude mit hoher Geschosszahl als auch flache Hallenbauten mit wenigen Geschossen. Die Gebäude zeichnen sich in der Regel durch ein gutes Verhältnis von Grundfläche zu Gebäudevolumen aus. Häufig befinden sich angrenzend an die Gebäude große Parkplätze, die aufgrund ihres hohen Versiegelungsgrads den Gesamtversiegelungsgrad des EST erhöhen. Dies führt dazu, dass Wärme effektiv gespeichert wird, während die Gebäude eine eingeschränkte Abkühlung aufweisen. Da die Gebäude des EST 9 meist außerhalb der Stadtzentren liegen, bleibt der Durchfluss von Frisch- und Kaltluft gewährleistet. Trotz der größeren Abstände zwischen den einzelnen Gebäudekomplexen ist die Nutzung eines Wärmenetzes aufgrund des hohen Wärmebedarfs der Gebäude eine sinnvolle Option.



Abbildung 182: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST9 [19], [74]

EST 10 – Gewerbebebauung

EST 10 umfasst großflächige Hallenbauten, die in der Regel einstöckig sind und gelegentlich durch mehrstöckige Bürogebäude ergänzt werden. Die angrenzenden Freiflächen sind häufig stark versiegelt, was zu einem hohen Versiegelungsgrad beiträgt und die natürliche Abkühlung der Umgebung erschwert. Dennoch bleibt der Durchfluss von Frisch- und Kaltluft in diesem Bereich ungehindert. Der hohe Wärmebedarf in Gewerbegebieten macht den Einsatz eines Wärmenetzes besonders vorteilhaft. Zusätzlich bieten die

großen Dachflächen der Hallengebäude ein erhebliches Potenzial für die Nutzung von Solarthermie als ergänzende Wärmequelle.



Abbildung 183: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST10 [19], [74]

10.1.1.2 Betriebspunkte, Gleichzeitigkeiten und UW-Dauerlinie

10.1.1.2.1 Betriebspunkte

Entwicklung der Leistungsanforderungen von Musterhausen im Betriebspunkt Starklast und Starkeinspeisung

Auf Basis der zuvor präsentierten Hochlaufzahlen für Lasten und Erzeuger wurde die für die Netzplanung in Musterhausen relevante Leistungsentwicklung im Betriebspunkt "Starklast" (Spitzenlast) und "Starkeinspeisung" (Maximaleinspeisung) ermittelt. Um eine realistische Darstellung der Spitzenlasten und Einspeisungen zu gewährleisten, wurden spezifische Gleichzeitigkeitsfaktoren für verschiedene Erzeuger und Verbraucher berücksichtigt.

Die Leistungsentwicklung zeigt im Zeitraum von 2025 bis 2045 deutliche Veränderungen in zwei Szenarien: dem Strom-Szenario und dem Molekül-Szenario. Zur präzisen Bestimmung der Starklast, die typischerweise an einem kalten Wintertag auftritt, und der Starkeinspeisung, die an einem milden, sonnigen Tag erreicht wird, wurden spezifische Gleichzeitigkeitsfaktoren verwendet. Diese ermöglichen eine realitätsnahe Abbildung in allen Richtungen der Netzauslastung in Musterhausen.

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren variieren je nach Art der Last und Erzeugungsquelle und berücksichtigen die Gleichzeitigkeit aus der Perspektive der Hochspannungsebene, wobei auch die unterlagerten Netzebenen mit einbezogen sind. So wurde für Wärmepumpen ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,72 angenommen, was bedeutet, dass zu Spitzenzeiten 72 % der installierten Leistung dieser Anlagen für die elektrische Wärmeerzeugung abgerufen wird. Für die Elektromobilität wurde ein sehr niedriger Gleichzeitigkeitsfaktor von etwa 0,05 angesetzt, was eine geringe gleichzeitige Belastung durch das Laden von Elektrofahrzeugen zur Spitzenlastzeit widerspiegelt – verursacht durch die hohe Anzahl an Ladepunkten im Netzgebiet, die das Ladeverhalten streuen.

Für Photovoltaikanlagen (PV) wurde eine Gleichzeitigkeit von 0,77 angenommen, für Windkraftanlagen 0,9. Biomasse und Wasserkraft wurden mit einem Faktor von 1 berücksichtigt, was eine kontinuierliche Verfügbarkeit und Einspeisung unterstellt. Es ist jedoch zu beachten, dass die tatsächliche Gleichzeitigkeit je nach Netzgebiet und Region unterschiedlich sein kann. Die genannten Werte stellen eine planerische Annahme zur Dimensionierung des Stromnetzes dar.

Zur Berechnung der Starklast wurden diese Gleichzeitigkeitsfaktoren kombiniert, um die tatsächliche Netzauslastung zu Spitzenzeiten möglichst genau darzustellen. Dabei wurden sowohl Lasten als auch

Einspeisungen berücksichtigt, um die gesamte Netzbelastung zu simulieren. Abbildung 184 zeigt, dass die Starklast (Leistung im negativen Bereich) über den Betrachtungszeitraum kontinuierlich ansteigt. Die maximale Belastung wird im Jahr 2045 erreicht – im Strom-Szenario mit -341 MW und im Molekül-Szenario mit -286 MW.

Die verfügbaren Erzeuger sowie die Rückverstromung von Wasserstoff können die Lastspitzen nur geringfügig abmildern. Der Großteil der elektrischen Last entfällt auf die Haushalte sowie den Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor. Ein bedeutender Anteil entsteht zudem durch die elektrische Wärmezeugung, die sowohl von zentralen Wärmenetzen (Großwärmepumpen) als auch von dezentralen Wärmepumpen und der Elektromobilität bedingt wird, deren Relevanz je nach Szenario unterschiedlich ausgeprägt ist.

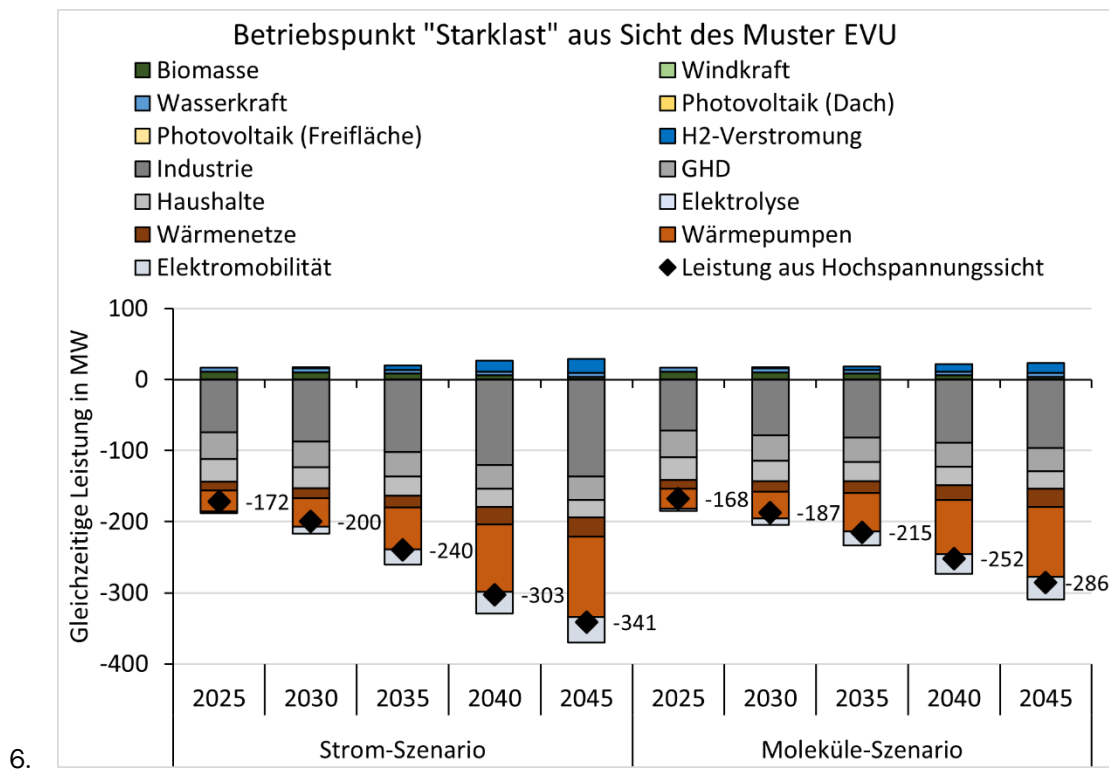


Abbildung 184: Entwicklung der gleichzeitigen Leistung im Starklastfall je Szenario in Musterhausen in MW

Abbildung 185 zum Betriebspunkt "Starkeinspeisung" veranschaulicht die Entwicklung der gleichzeitigen Einspeiseleistung im Zeitraum von 2025 bis 2045 für das Strom-Szenario und das Molekül-Szenario. Sie zeigt, wie verschiedene Erzeugungsquellen zur maximalen Einspeisung ins Netz beitragen und wie sich die Gesamteinspeisung in Megawatt (MW) über die Jahre hinweg entwickelt.

Im Strom-Szenario steigt die Einspeisung deutlich an, von 122 MW im Jahr 2025 auf 442 MW im Jahr 2045. Die größten Einspeisekomponenten sind Photovoltaikanlagen auf Dächern und Windkraft, die zusammen den Großteil der Erzeugung ausmachen. Auch Biomasse und Photovoltaikanlagen auf Freiflächen tragen zur Gesamteinspeisung bei, wobei die Einspeisung aus Biomasse durch den Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 konstant bleibt.

Im Molekül-Szenario zeigt sich ein ähnlicher Anstieg, jedoch auf einem leicht niedrigeren Niveau, mit 446 MW im Jahr 2045. Die maximale Leistung aus Hochspannungssicht wird im Jahr 2040 mit 464 MW im Molekül-Szenario erreicht. Auch hier dominieren Photovoltaik und Windkraft die Einspeisung.

Die netzseitigen Lasten können die Einspeiseüberschüsse nur begrenzt kompensieren. Diese Darstellung unterstreicht die Auswirkungen der ambitionierten PV-Ausbauziele der aktuellen Bundesregierung bis 2040, die insbesondere in den Sommermonaten zu erheblichen Einspeisungen führen und eine verstärkte Anpassung der Netzkapazitäten erforderlich machen.

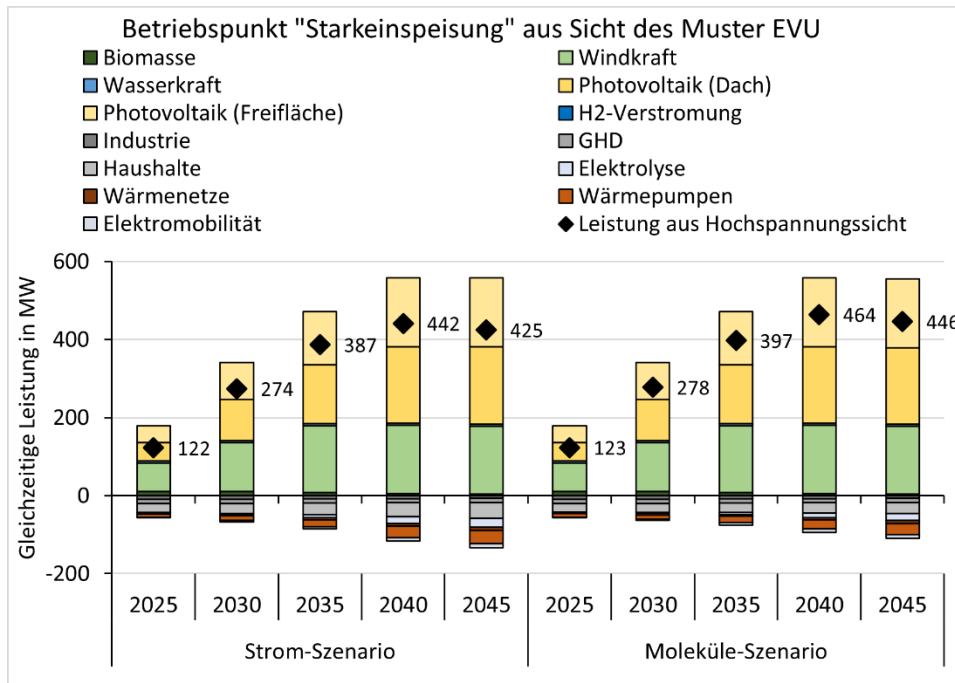


Abbildung 185: Entwicklung der gleichzeitigen Leistung im Starkeinspeisefall je Szenario in Musterhausen

10.11.2.2 Typische Umspannungsbelastung

Die Belastung eines Umspannwerks in einer Stadt mit knapp 100.000 Einwohnern (siehe Abbildung 186, [75]) zeigt deutliche Muster, die sich sowohl über den Tagesverlauf als auch über das Jahr hinweg beobachten lassen. Der Leistungsverlauf über ein Jahr macht sichtbar, dass es tägliche und saisonale Schwankungen gibt. Morgens und abends sind die Lasten typischerweise höher, da zu diesen Zeiten sowohl Haushalte als auch Gewerbe einen erhöhten Energiebedarf haben. Nachts hingegen sinkt die Netzlast deutlich ab. Diese zyklischen Schwankungen wiederholen sich über das gesamte Jahr hinweg. Zusätzlich ist eine saisonale Komponente erkennbar. In den Wintermonaten sind die Netzlasten insgesamt höher, was auf den verstärkten Einsatz von elektrischen Heizsystemen und eine insgesamt gesteigerte Nutzung von Strom zurückzuführen ist. Besonders an sehr kalten Tagen treten Lastspitzen auf, da dann nicht nur Haushalte, sondern auch größere Verbraucher wie Industrieanlagen oder Wärmepumpensysteme ihre Leistung hochfahren.

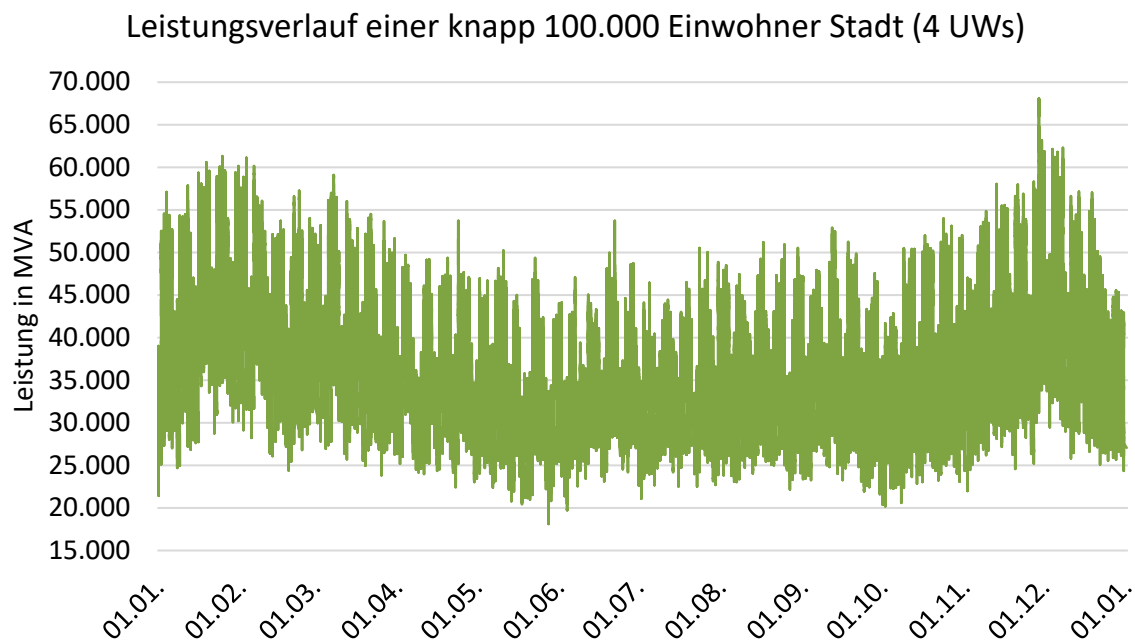


Abbildung 186: Leistungsverlauf einer Stadt mit 100.000 Einwohnern und vier Umspannwerken

Die Verteilung der Netzlast über das Jahr lässt sich im Histogramm der Viertelstundenleistungen (siehe Abbildung 187) erkennen. Die meisten Lastwerte liegen zwischen 32.500 und 42.500 kVA, was darauf hindeutet, dass die durchschnittliche Netzbelastung relativ stabil bleibt. Höhere Lastwerte über 60.000 kVA treten nur selten auf, sind aber für die Netzplanung besonders wichtig, da Umspannwerke für diese Spitzenlasten ausgelegt sein müssen. Die seltenen, aber besonders hohen Leistungswerte deuten darauf hin, dass es bestimmte Extremereignisse gibt, etwa sehr kalte Wintertage oder außergewöhnliche Verbrauchsspitzen in Industrie und Gewerbe.

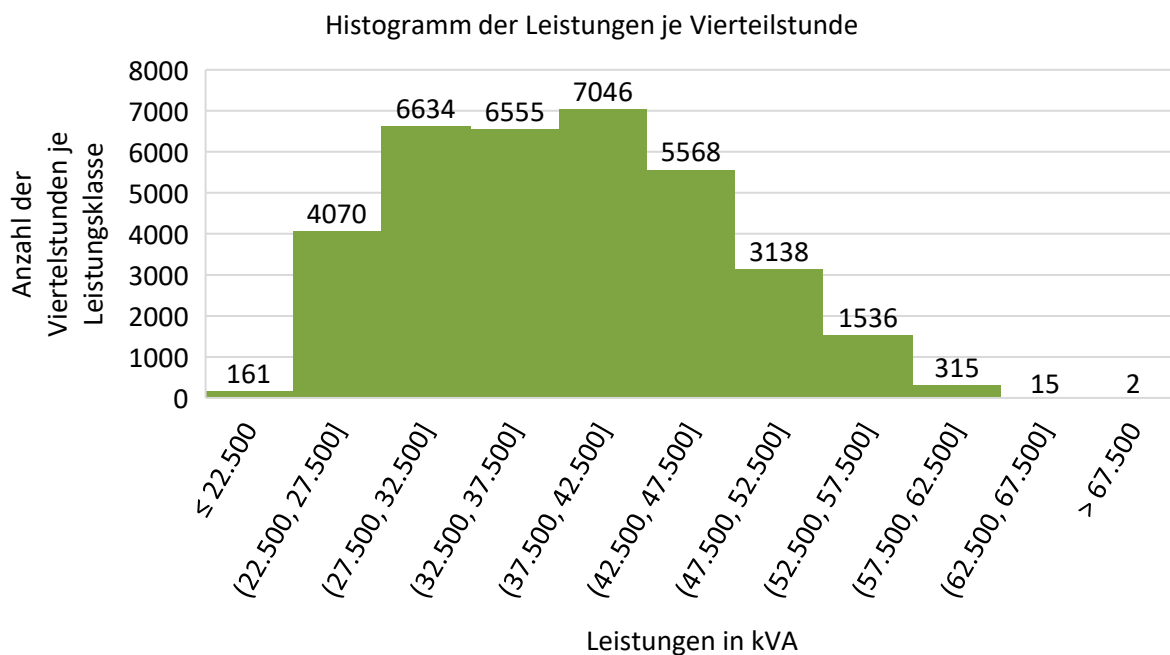


Abbildung 187: Histogramm der Viertelstundenleistungen

Abbildung 188 zeigt die Leistung innerhalb bestimmter Höchstlaststunden. Hier wird ersichtlich, dass die höchste gemessene Leistung bei 68.084 kVA liegt. Allerdings treten solche Extremwerte nur in einem sehr kleinen Anteil der Messzeitpunkte auf. Wird eine größere Zahl an Viertelstundenwerten berücksichtigt, sinkt die höchste gemessene Last sukzessive ab. Dies bedeutet, dass nur wenige Stunden im Jahr tatsächlich extreme Netzbelastungen aufweisen, während die restliche Zeit die Lastwerte auf einem stabileren Niveau bleiben. Dies hat große Bedeutung für die Netzplanung, da die Infrastruktur nicht nur für den durchschnittlichen Verbrauch, sondern auch für diese seltenen Spitzenlasten ausgelegt werden muss.

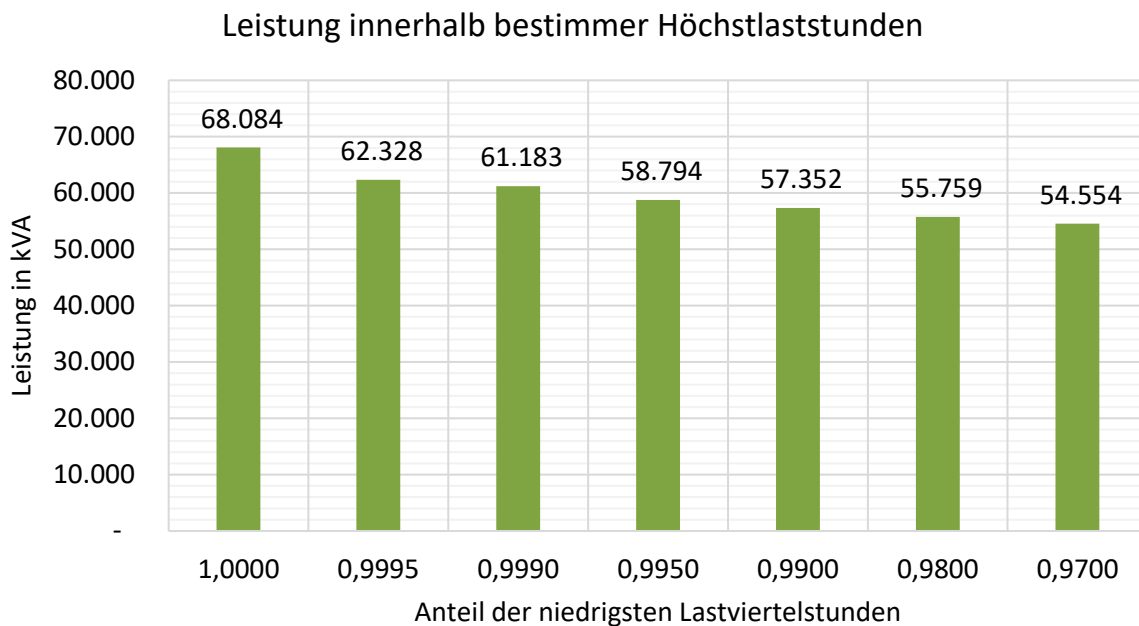


Abbildung 188: Anteil der niedrigsten Lastviertelstunden

Die langfristige Entwicklung der Netzbelastung wird in Abbildung 189 zum mehrjährigen Maximum betrachtet. Hier wird sowohl das absolute Maximum als auch das 0,9-Perzentil betrachtet, das 90 % der höchsten Lastwerte umfasst. Über die Jahre zeigt sich, dass die absolute Spitzenlast Schwankungen unterliegt, die sich durch Witterungseinflüsse oder Veränderungen im Verbrauchsverhalten erklärbar sind. Die 0,9-Perzentil-Werte sind noch konstanter, was darauf hinweist, dass die allgemeine Netzlast über die Jahre hinweg stabil geblieben ist, während es bei den höchsten Lastwerten kleinere Schwankungen gibt. Dies könnte darauf hinweisen, dass sich einzelne verbrauchsstarke Anlagen oder Nutzungsverhalten in Spitzenzeiten verändert haben. Die Netzauslegung unterliegt aber zumindest auf die hier gezeigten acht Jahr einer hohen Konstanz.

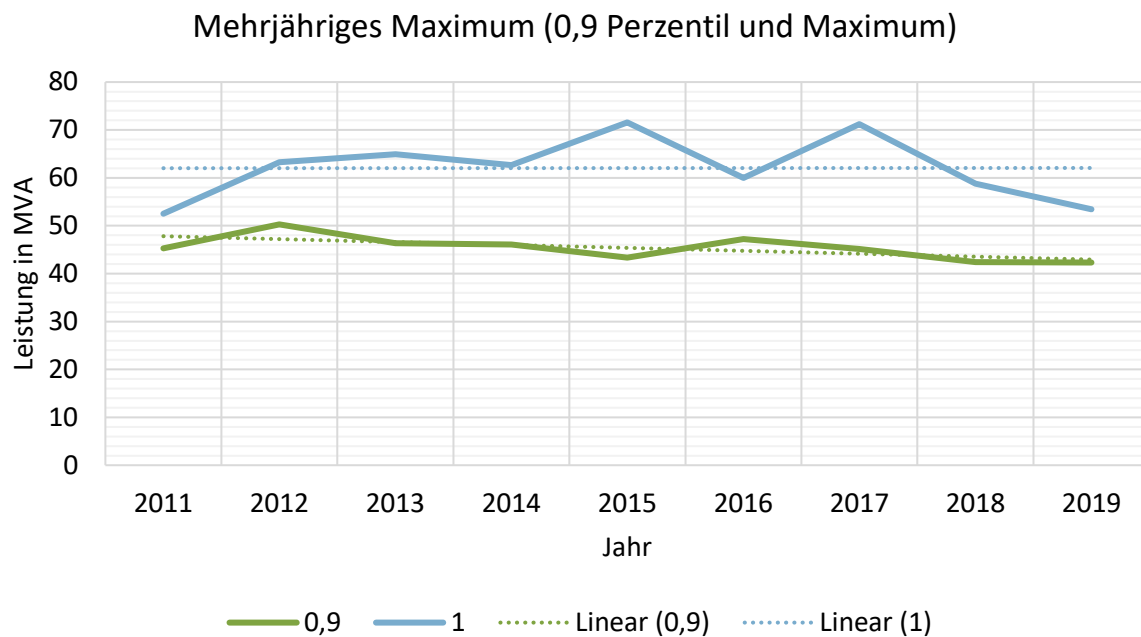


Abbildung 189: Mehrjähriges Maximum an Umspannwerken

Insgesamt zeigt sich, dass die Netzbelastung eines Umspannwerks starken täglichen und saisonalen Schwankungen unterliegt. Während die durchschnittliche Last relativ stabil ist, gibt es einzelne Spitzenwerte, die für die Netzplanung entscheidend sind. Die langfristige Entwicklung deutet darauf hin, dass die allgemeine Netzlast über die Jahre weitgehend konstant geblieben ist, während die höchsten Spitzenwerte variieren. Dies macht deutlich, dass eine sorgfältige Planung der Umspannwerkskapazitäten erforderlich ist, um eine zuverlässige Versorgung sowohl im Durchschnitt als auch in extremen Belastungssituationen zu gewährleisten.

10.1.1.3 Details zu Stromnetzzenarien

Bezüglich der Kosten pro Asset sind ländliche Netzstrukturen durch geringere Kosten gekennzeichnet, da die geringere Bebauungsdichte günstigere Tiefbauarbeiten ermöglicht. Urbane Strukturen weisen aufgrund der dichteren Bebauung und der komplexeren Infrastruktur höhere Kosten auf, während die gemittelte Variante Kosten der ländlichen und städtischen Anforderungen kombiniert.

Die Variation des Netzausbaubedarfs betrachtet verschiedene Planungsansätze. Zielnetzplanungen basieren auf präzisen Bedarfsprognosen, während bei der konsekutiven Planung ein zusätzlicher Unsicherheitsaufschlag von 20 % berücksichtigt wird. Digitale Energie-Managementsysteme bieten Potenziale zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs, indem smarte Technologien und verbesserte Netzsteuerungen die Kapazitätsanforderungen minimieren.

Die Musterverläufe zeigen die aggregierten Ausbaubedarfe und Kosten über die Jahre 2025 bis 2045 in urbanen, gemittelten und ländlichen Netzstrukturen. Ländliche Netzstrukturen benötigen eine höhere Ausbaukapazität und verursachen über die Zeit hinweg steigende Kosten, während urbane und gemittelte Strukturen eine geringere Dynamik in den Ausbau- und Kostenkurven aufweisen.

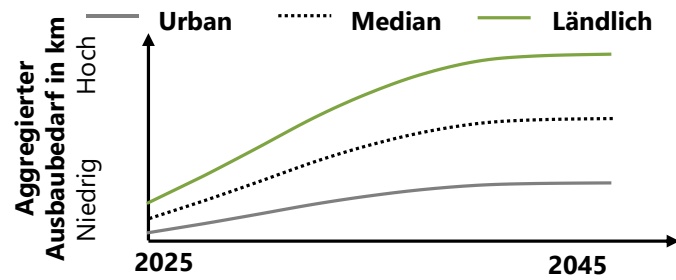


Abbildung 190: Abstrakter Vergleich der Ausbaumengen zwischen unterschiedlichen Urbanisierungsgraden

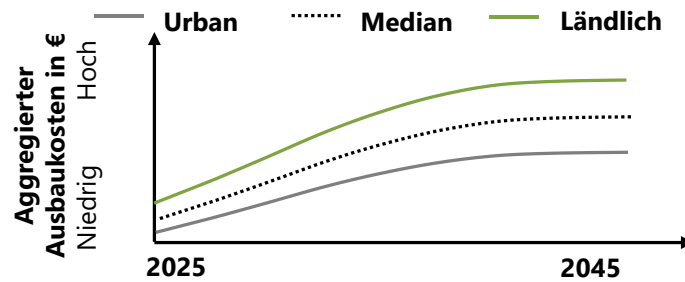


Abbildung 191: Abstrakter Vergleich der Ausbaukosten zwischen unterschiedlichen Urbanisierungsgraden

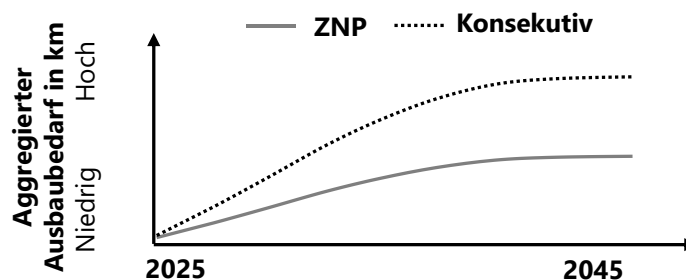


Abbildung 192: Abstrakter Vergleich des Ausbaubedarfs von Zielnetzplanung und konsekutiver Planung

Die Abbildung zeigt die Variationen der Stromnetzstruktur sowie deren Einfluss auf Assetmengen, Kosten und Netzausbaubedarfe. Ländliche Netzstrukturen sind durch eine geringere Assetdichte gekennzeichnet, bedingt durch die größere geografische Abdeckung, während urbane Netzstrukturen eine höhere Assetdichte aufgrund der Netzverdichtung und geringerer räumlicher Ausdehnung aufweisen. Die gemittelte Netzstruktur stellt eine Kombination aus beiden Extremen dar.

Die Kosten pro Asset variieren ebenfalls. In ländlichen Strukturen sind die Kosten aufgrund günstigerer Tiefbauarbeiten bei geringer Bebauungsdichte niedriger, während in urbanen Gebieten höhere Kosten durch die dichtere Bebauung und komplexere Infrastruktur entstehen. Die gemittelten Kosten vereinen die Anforderungen ländlicher und städtischer Gebiete.

Beim Netzausbaubedarf wird zwischen verschiedenen Planungsansätzen unterschieden: Die Zielnetzplanung basiert auf präzisen Bedarfsvorhersagen, während die konsekutive Planung einen Unsicherheitsaufschlag einrechnet. Ein digitalisiertes Energiemanagement kann den Netzausbau um etwa 30 % reduzieren, indem intelligente Technologien und verbesserte Steuerungen den Ausbaubedarf minimieren oder verschieben.

Die Diagramme illustrieren zwei Szenarien. Im ersten Szenario reduziert ein digitalisierter Mehrwert den Netzausbaubedarf, beispielsweise durch Spitzenglättung bei erzeugungsbedingten Engpässen. Im

zweiten Szenario wird durch Digitalisierung der Ausbau zeitlich verschoben, etwa durch die Anwendung von § 14a EnWG, wodurch langfristig induzierter Ausbau besser verteilt werden kann.

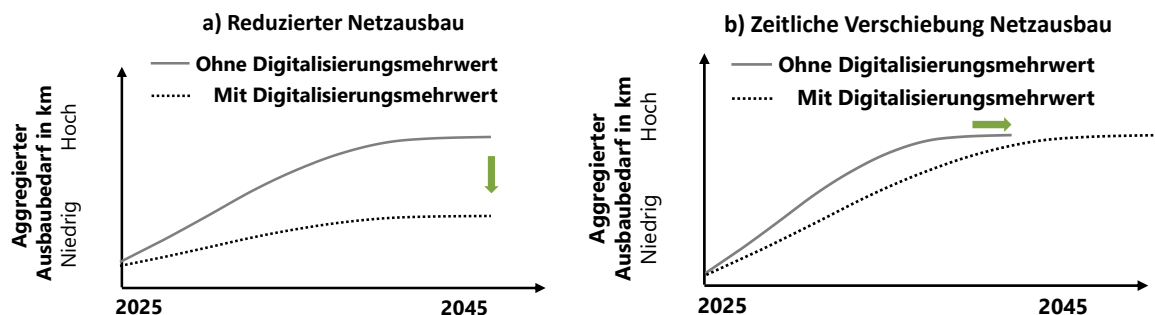


Abbildung 193: Abstrakter Vergleich des Ausbaubedarfs bei unterschiedlichem Nutzen der Digitalisierung

Im Stromnetz liegt der Fokus auf der zeitlichen Verschiebung des Netzausbaus, um einerseits vorausschauender zu planen und andererseits Investitionen optimal zu verteilen. Der Basisfall sieht einen vergrößerten Vorlauf für den Netzausbau vor, sodass Netzkapazitäten frühzeitig geschaffen werden, bevor der Lastanstieg die bestehenden Strukturen überfordert. In einer neuen Variante wird dieser Vorlauf weiter beschleunigt, indem ambitioniertere Klimaziele oder ein regional früherer Ausbau erneuerbarer Energien berücksichtigt werden. Für die Modellierung von Regionalversorgern sind Skalierungsfaktoren zu definieren, um die spezifischen Bedingungen einzelner Gebiete abzubilden. Ein besonderer Fokus liegt auf der Frage, inwieweit Optimierungspotenziale durch Digitalisierung genutzt werden können, um die Netzausbaukosten zu senken. Dies beinhaltet unter anderem die genauere Analyse der betrieblichen Kosten für Informations- und Kommunikationstechnologie sowie deren langfristigen Mehrwert. Zudem wird eine optimierte Netzplanung untersucht, die eine gleichmäßige Verteilung der Inbetriebnahmen über einen längeren Zeitraum hinweg ermöglicht, um Investitionsspitzen zu vermeiden.

10.1.2 Betriebswirtschaftliche Modellierung

Die betriebswirtschaftliche Analyse der verschiedenen Varianten basiert auf einem Modell, das wirtschaftliche und regulatorische Aspekte berücksichtigt. Es umfasst eine Gewinn- und Verlustrechnung (GuV), eine Bilanzplanung und eine Cashflow-Rechnung (CF). Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich von 2024 bis 2045 mit einer jährlichen Planungsrechnung. Grundlage der Modellierung sind Annahmen zur Fortschreibung der bestehenden Infrastruktur, basierend auf historischen Investitionen, Altersstruktur und technischem Zustand. Zusätzlich wurde eine szenariobasierte Investitionsplanung bis 2045 vorgenommen. Hierbei wurden Entwicklungspfade und Kostenparameter aus praxisrelevanten Werten abgeleitet und mit Studienpartnern konsultiert.

Ein zentraler Unterschied zwischen den betrachteten Sparten besteht in ihrer regulatorischen Behandlung. Während die Strom- und Gasnetze durch gesetzliche Vorgaben reguliert sind, unterliegt die Wärmeversorgung keiner vergleichbaren Regulierungsstruktur. Daher werden die Strom- und Gasnetze nach den Vorgaben bestehender Regulierungsmechanismen analysiert, während für die Wärmemodellierung andere ökonomische Prinzipien angewendet werden.

Modellierung der regulierten Sparten: Strom und Gas

Die betriebswirtschaftliche Modellierung der regulierten Sparten basiert auf technischen Entwicklungspfaden sowie den regulatorischen Rahmenbedingungen. Zunächst wurden die Mengengerüste aus der technischen Modellierung und von den Studienpartnern abgefragte Kostenparameter übernommen, um

daraus Investitions- und Abschreibungspfade abzuleiten. Diese Daten wurden in ein betriebswirtschaftliches Modell integriert, welches die wesentlichen Finanzkennzahlen ermittelt.

Die regulatorische Modellierung erfolgt unter Anwendung und Fortschreibung des Regulierungsrahmens nach ARegV und Strom-/GasNEV. Die Bundesnetzagentur befindet sich derzeit in der Reform des Anreizregulierungssystems für Strom und Gas im Rahmen des sogenannten N.E.S.T.-Prozesses. Obwohl das neue Regulierungsmodell noch nicht endgültig beschlossen ist, liegen bereits verschiedene Vorschläge vor, die zur Konsultation gestellt wurden, darunter RAMEN, StromNEF und GasNEF. Wesentliche Bestandteile aus den jüngsten Anpassungsvorschlägen und Festlegungsentwürfen der BNetzA wurden in der betriebswirtschaftlichen Modellierung nicht berücksichtigt. Dazu zählen unter anderem die Verkürzung der Regulierungsperioden von fünf auf drei Jahre, die Einführung und Parametrierung des WACC, die Ableitung der Eigenkapitalzinssätze, das Realkapitalerhaltungskonzept, der Betriebskostenfaktor sowie Aspekte zur Energiewendekompetenz. Das betriebswirtschaftliche Modell beschreibt somit den Status quo, einschließlich KANU 2.0. Es wird davon ausgegangen, dass eine Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens nicht zu strukturellen Kostensteigerungen oder -senkungen führt. Vor diesem Hintergrund bleiben die aus der Studie abgeleiteten Erkenntnisse und Schlussfolgerungen weiterhin übertragbar.

Wesentliche Annahmen für die regulatorische Bewertung im Rahmen dieser Studie sind:

- Fortführung des bestehenden Regulierungsregimes:
 - 5 Jahre Regulierungsperiode mit Basisjahren und Kapitalkostenausgleich
 - EK-Verzinsung nach NEV und FK-Zinsen als OPEX (kein WACC-Ansatz)
 - Keine Wälzung von Mehrkosten aus Erneuerbaren durch regionale Verteilung
- Die dnbK wurden bei der Modellierung pauschal mit 5% angesetzt:
- Es wurde unterstellt, dass alle OPEX betriebsnotwendig sind und keine Kostenkürzungen in den Basisjahren erfolgen
- Annahmen zur Entwicklung der EK-Verzinsung auf Grundlage der bisherigen Methodik und Parametrierung der Bundesnetzagentur der vergangenen RP
- Für Erdgas – KANU 2.0: Ab 2025 degressiv Abschreibung mit 8 % und Abschreibung bis Ende 2044

Auch die Entwicklung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze wurde unter Fortschreibung der bisherigen Methodik abgeleitet. Tabelle 11 zeigt die Herleitung der EK-Kosten. Die EK-Zinsen wurden mit den bekannten Parametern sowie einer Prognose des risikofreien Zinssatzes fortgeschrieben. Die Risikoprämie II enthält in der 4. RP einen Aufschlag. Ob dieser in Zukunft fortgeführt wird, ist noch offen. Aus Vorsichtsgründen wurde dieser daher für die Berechnungen nicht angesetzt.

Tabelle 11: Herleitung der EK-Kosten

	4. RP	5. RP	6. RP	7. RP	8. RP
Unverschuldetes Beta	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Verschuldungsgrad	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Steuerquote	29,9%	29,9%	29,9%	29,9%	29,9%
Verschuldetes Beta	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81

Risikofreier Zins	0,74%	0,93%	2,27%	2,92%	3,09%
Risikoprämie II	3,4%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Steuermultiplikator	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Inflation	1,27%	2,80%	3,24%	2,01%	2,00%
Neuanlagen (vor Steuern)	5,07%	4,82%	6,46%	7,26%	7,47%
Altanlagen (vor Steuern)	3,51%	1,39%	2,49%	4,79%	5,01%

Aus den Annahmen resultiert ein langfristiger Anstieg des EK-Zinsniveaus. Auch im EK-II Zinssatz kommt der Anstieg des Zinsniveaus mit Zeitversatz aus der Mittelwertbildung an.

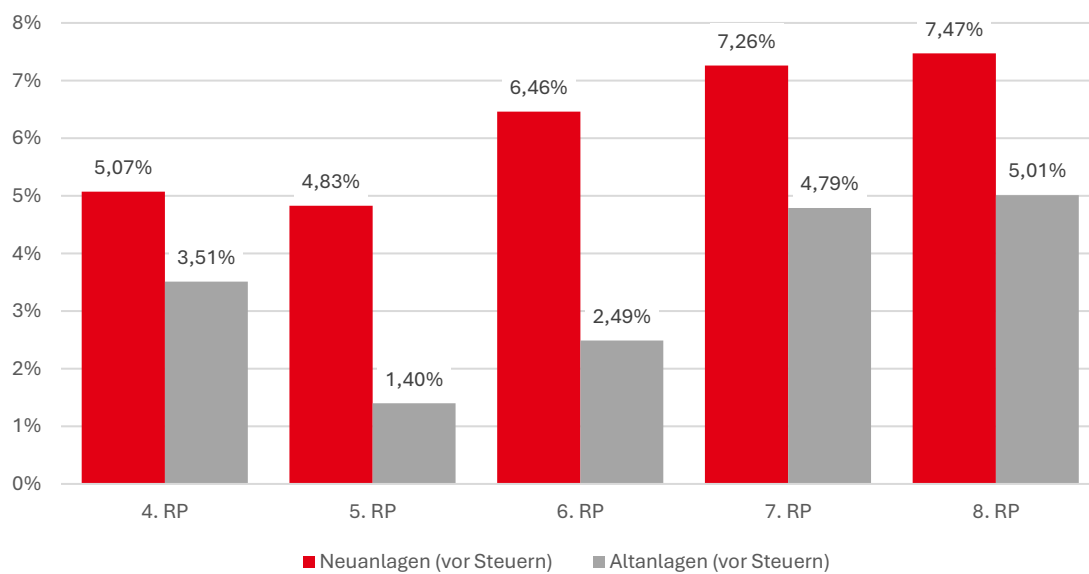


Abbildung 194: Annahmen zum EK-I Zinssatz

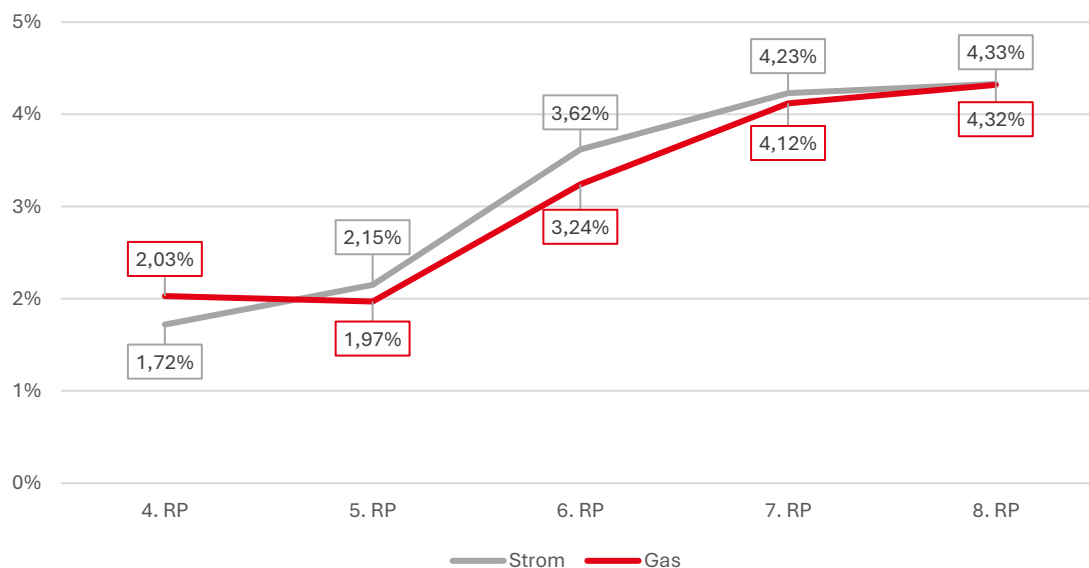


Abbildung 195: Annahmen zum EK-II Zinssatz

Bei der Modellierung des Zinsniveaus wurden die neuen Regelungen zum Kapitalkostenaufschlag (Kkauf) berücksichtigt, die Netzbetreibern ermöglichen, ihre jüngsten Investitionen bereits innerhalb einer Regulierungsperiode abzuschreiben und zu verzinsen. Durch diese Anpassung steigen die Zinssätze für das primäre Eigenkapital (EK-I) ab 2024 auf 6,84 % und erhöhen sich bis 2028 auf 7,47 %. Auch die Zinssätze für das ergänzende Eigenkapital (EK-II) steigen über die Jahre hinweg von 3,85 % auf 4,55 %. Im Vergleich zur bisherigen Methodik, bei der der EK-I Zins im Basisjahr konstant bei 5,07 % bleibt und in der fünften Regulierungsperiode unter 5 % fallen würde, bietet der Kkauf eine verbesserte Kapitalrendite für Netzbetreiber. Zudem zeigt sich in der Entwicklung des gewichteten Kapitalkostensatzes (WACC) ein Anstieg von 3,05 % im Jahr 2023 auf 5,63 % im Jahr 2028. Diese Änderungen führen dazu, dass Investitionen kurzfristig höher verzinst werden, wodurch sich stärkere Anreize für frühzeitige Investitionen in die Netzstruktur ergeben.

Regulatorische Annahmen und Modellierung für Strom

Die betriebswirtschaftliche Modellierung der Stromsparte basiert auf einer Reihe von regulatorischen Annahmen. Das Mengengerüst wurde auf Basis der ermittelten Preise in Tagesneuwerte (TNW) überführt. Die zugrunde liegenden Preise wurden von den an der Studie beteiligten Partnern abgefragt. Tabelle 12 zeigt die Streuung der eingesammelten Kosten-Werte und die für die TNW-Ermittlung verwendeten Werte.

Tabelle 12: Regulatorische Annahmen und Modellierung für Strom

Anlagenklasse	Geringe Kosten		Musterhausen (verwendet)		Hohe Kosten	
Netzstationen (inkl. Trafo)	80.000 €	je Stück	101.000 €	je Stück	140.000 €	je Stück
NS-Leitungen	80.000 €	je km	182.000 €	je km	380.000 €	je km
MS-Leitungen	160.653 €	je km	278.000 €	je km	520.000 €	je km
HS-Leitungen	420.000 €	je km	1.204.000 €	je km	2.000.000 €	je km
HS-/MS- Transformatoren	1.300.000 €	je Stück	1.960.000 €	je Stück	2.500.000 €	je Stück

HS-/ MS- Umspannwerk	12.800.000 €	je Stück	16.302.000 €	je Stück	20.000.000 €	je Stück
-------------------------	--------------	----------	---------------------	-----------------	--------------	----------

Die ermittelten TNW wurden dann anhand von Indexreihen des Netzentgeltverfahrens (NEV) rückwirkend angepasst. Die Abschreibungen der Anlagen wurden anhand kalkulatorischer Nutzungsdauern berechnet.

Die Betriebskosten wurden ebenfalls aus dem Mengengerüst abgeleitet. Hierbei wurden nicht nur die Wartungs- und Instandhaltungskosten, sondern auch allgemeine Verwaltungskosten berücksichtigt.

Bei der Modellierung der Stromsparte wurden außerdem verschiedene regulatorische Annahmen getroffen, um eine realitätsnahe Abbildung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu gewährleisten. Ein zentraler Faktor ist der Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (dnbK), der mit 5 % angesetzt wurde. Diese Kostenbestandteile entziehen sich dem direkten Einfluss des Netzbetreibers und bleiben konstant. Darüber hinaus weist das Netzgebiet Musterhausen einen Effizienzwert von 97 % auf, was bedeutet, dass das Netz bereits sehr effizient betrieben wird und nur geringe Optimierungspotenziale bestehen.

Zur Berücksichtigung der allgemeinen Produktivitätsentwicklung wurde für Stromnetzbetreiber ein genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (GSP) von 0,9 % angenommen. Dies spiegelt die erwarteten Effizienzsteigerungen wider, die über die Jahre hinweg realisiert werden können.

Ein weiterer wichtiger Aspekt der Modellierung betrifft die Berücksichtigung vorgelagerter Netzkosten. Für die Modellierung der vorgelagerten Netzentgelte wurden die von den Übertragungsnetzbetreibern für das Jahr 2025 veröffentlichten einheitlichen Übertragungsnetzentgelte der Umspannungsebene von Höchst- auf Hochspannung (Netzbereich 2) herangezogen. Der Leistungspreis für Netznutzer mit einer Jahresbenutzungsdauer von mindestens 2500 Stunden wurde mit 192,66 € pro kW und Jahr angesetzt, während der Arbeitspreis bei 0,74 Cent pro kWh liegt.

Die Fortschreibung der Netzentgelte im Übertragungsnetz basiert auf einer durch BET erstellten Analyse. Diese Analyse prognostiziert die zukünftige Entwicklung der Netzausbaukosten auf Grundlage des Netzentwicklungsplans, wobei die derzeit beobachtbaren Kosten für verschiedene Betriebsmittel berücksichtigt wurden. Hinsichtlich der Entnahmemengen wurde die erwartete Zunahme der transportierten Energie sowie der Entnahmeleistung auf den unterschiedlichen Netzebenen gemäß den Annahmen der Langfristszenarien der Bundesregierung modelliert.

Abbildung 196 und Abbildung 197 veranschaulichen die resultierenden Entwicklungen und dienen als Basis für die Berechnung des vorgelagerten Netzentgelts. Unter Berücksichtigung der überlagernden Effekte aus steigenden Netzausbaukosten und dem zunehmenden Lastzuwachs zeigen die Studien, dass die Übertragungsnetzentgelte bis zum Jahr 2045 unter den getroffenen Annahmen um etwa **65 %** ansteigen könnten.

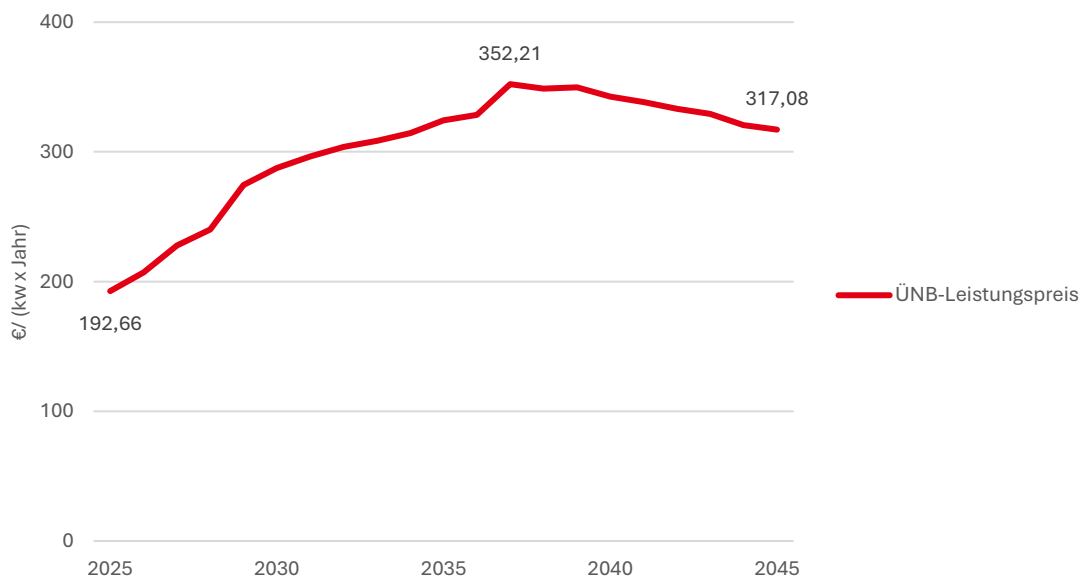


Abbildung 196: Angenommene Entwicklung des ÜNB-Leistungspreises

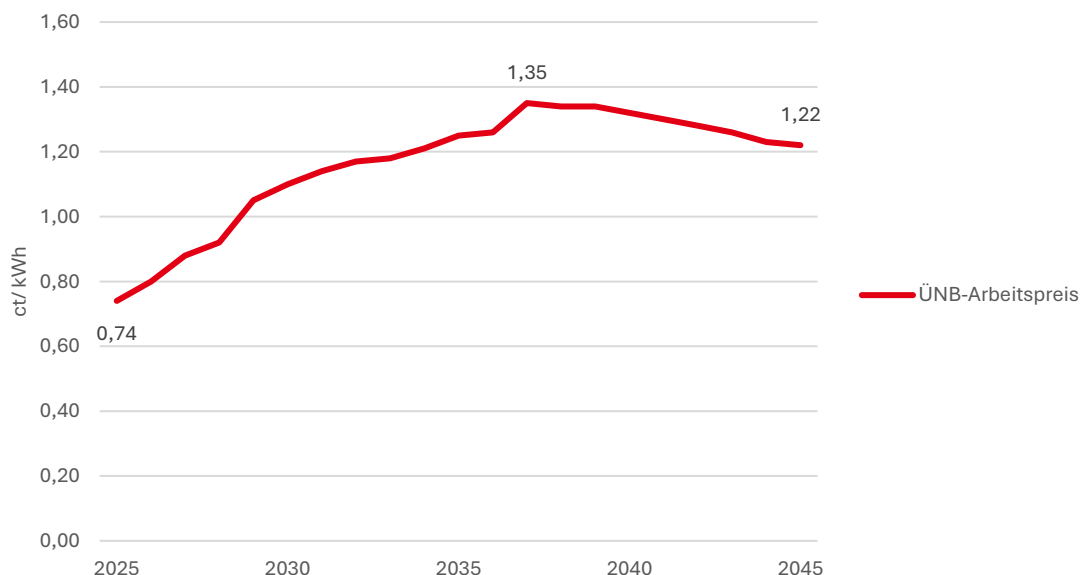


Abbildung 197: Angenommene Entwicklung des ÜNB-Arbeitspreises

Regulatorische Annahmen und Modellierung für Erdgas und Wasserstoff

Für das Erdgasnetz wurden aus dem technischen Mengengerüst ebenfalls die Tagesneuwerte gebildet. Dazu wurden analog zur Sparte Strom Kostenschätzungen verwendet, die auf Inputs aus dem Partnerkreis beruhen (vgl. Tabelle 13).

Tabelle 13: Verwendete spezifische Kosten für die Sparte Gas

Asset	Kosten	
DN <100 mm, < 0,1 bar	369.000 €	je km
DN 100 bis 200 mm, < 0,1 bis 1 bar	384.000 €	je km
DN 200 bis 350 mm, >1 bis 5 bar	475.500 €	je km
DN 350 bis 500 mm, > 5 bis 16 bar	567.000 €	je km
DN 500 bis 700 mm > 16 bar	533.000 €	je km

Gasdruckregelstationen	404.000 €	je Stück
Anschluss Biomethananlage	5.000.000 €	je Stück

Anschließend wurden die Werte unter Berücksichtigung der Altersstruktur mithilfe der NEV-Indizes rückindiziert. Die Anlagen wurden sowohl handelsrechtlich als auch kalkulatorisch abgeschrieben, wobei für die kalkulatorischen Abschreibungen die untere Bandbreite der GasNEV genutzt wurde.

Die Betriebskosten wurden aus dem Mengengerüst hergeleitet, wobei Wartungs- und Instandhaltungskosten als zentrale Bestandteile betrachtet wurden. Zudem wurde die Verwaltungskostenumlage entsprechend den Wartungskosten berechnet. Eine Besonderheit ergibt sich durch die Umwidmung von Methanleitungen zu Wasserstoffleitungen. In diesem Fall erfolgt eine Reduzierung des kalkulatorischen und handelsrechtlichen Anlagevermögens sowie der Abschreibungen. Ab 2025 wurde für das Gasnetz die Einführung von KANU 2.0 berücksichtigt, wodurch eine degressive Abschreibung von 8 % eingeführt wurde. Ab der fünften Regulierungsperiode wurde der Effizienzwert auf 100 % gesetzt, während der Produktivitätsfaktor über den gesamten Zeitraum konstant mit 0,75 % angesetzt wurde.

Der Aufbau des Wasserstoffverteilnetzes erfolgt immer dann durch Neubau, wenn kein Gasnetz für Umwidmung verfügbar ist, weil es noch in Gebrauch ist. Erst zu späteren Zeitpunkten werden Methanleitungen nicht mehr benötigt, sodass Umwidmungen möglich sind. Die finanzielle Bewertung der Umwidmungen erfolgt mit dem zum Zeitpunkt der Umwidmung bestehenden kalkulatorischen Restwert. Die Anlagen werden linear abgeschrieben.

Ein wesentlicher Aspekt der Modellierung ist der zeitliche Versatz zwischen dem Bau und der Inbetriebnahme des Netzes. Während dieser Phase können die entstehenden Kosten nicht unmittelbar durch Netzentgelte refinanziert werden. Stattdessen erfolgt ein Ausgleich dieser Kosten über die darauffolgenden Jahre, wobei eine Systematik verwendet wird, die dem Regulierungskonto ähnelt.

Die Betriebskosten des Wasserstoffverteilnetzes werden auf Basis der technischen Infrastruktur berechnet. Hierbei werden sowohl die Leitungslängen als auch die Anzahl der Stationen berücksichtigt. Die Kostenermittlung orientiert sich an den bestehenden Preisansätzen aus dem Gasnetz. Dabei fließen sowohl die Kosten für Neubauten als auch für Umwidmungen bestehender Leitungen in die Kalkulation ein.

Für die betriebswirtschaftliche Modellierung des Wasserstoffnetzes wurden die regulatorischen Vorgaben der WasserstoffNEV zugrunde gelegt. Diese beinhalten eine Cost-Plus-Systematik, wodurch sichergestellt wird, dass alle relevanten Kosten, einschließlich Investitionen und Betriebsausgaben, in die Netzentgelte einfließen können.

Zur Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung wird der in der WasserstoffNEV festgelegte Zinssatz von 9 % über den gesamten Betrachtungszeitraum fortgeschrieben. Zudem wurde in der Modellierung darauf geachtet, dass die Finanzierung des Wasserstoffnetzes so gesteuert wird, dass eine kalkulatorische Eigenkapitalquote von mindestens 40 % erreicht wird. Diese Mindestquote dient der Sicherstellung einer soliden Kapitalstruktur und trägt zur langfristigen Finanzierungssicherheit bei.

Ein weiterer wichtiger Aspekt betrifft die Kosten aus den Jahren des Netzaufbaus. Da während dieser Phase noch keine vollständige Refinanzierung über Netzentgelte möglich ist, werden diese Kosten in den Folgejahren auf die zulässigen Erlöse aufgeschlagen. Hierbei kommt eine Systematik analog zum Regulierungskonto zum Einsatz, um eine gleichmäßige Verteilung der anfänglichen Investitionskosten über die Jahre hinweg zu ermöglichen.

Modellierung der Wärmesparte

Die betriebswirtschaftliche Modellierung der Wärmesparte unterscheidet sich von der der regulierten Sparten. Die Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) der Erzeugungstechnologien wurden auf Basis spezifischer Kosten sowie der jährlichen Leistungszuwächse ermittelt. Da die Bauzeiten von Erzeugungsanlagen unterschiedlich sind, wurden Investitionen über drei Jahre verteilt: 25 % in den beiden Vorjahren und 50 % im Investitionsjahr. Die Netzkapazitäten wurden analog berechnet, wobei spezifische Kosten der einzelnen Netzkomponenten sowie ein definierter Hochlaufpfad berücksichtigt wurden.

Zur Bestimmung des Wärmepreises wurde der durchschnittliche Fernwärmepreis als Ausgangspunkt genutzt. Dieser wurde mit einem realen jährlichen Wachstum von 2 % fortgeschrieben. Ergänzend wurde ein Wärmevollkostenpreis modelliert, um eine Vergleichbarkeit der Szenarien zu gewährleisten. Der Wärmevollkostenpreis berücksichtigt eine angemessene Marge, die zur Refinanzierung der getätigten Investitionen notwendig ist. Zusätzlich wurde angenommen, dass Betriebskosten vollständig über die Preise gedeckt werden können.

Die Entwicklung der Brennstoff- und Commodity-Preise wurde anhand eines Energiemarktszenarios modelliert. Im Basisfall wurde keine Fortführung des bestehenden Förderrahmens über das Jahr 2026 hinaus angenommen. Sensitivitätsanalysen wurden durchgeführt, um die Auswirkungen einer möglichen Fortführung von BEW- oder KWK-Förderungen zu bewerten. Die Anschlussquote in Fernwärmegebieten wurde mit einem Zielwert von 70 % angesetzt.

Die Annahmen zu den Kosten sowie die jeweilige Quelle sind in Tabelle 14 und Tabelle 15 aufgeführt

Tabelle 14: Kostenannahmen für Musterhausen – Erzeugungstechnologie

	Einheit	CAPEX Investition pro Einheit	OPEX Betriebskosten pro Einheit	Quelle
Spitzenlast-Erdgas	€/kW	120 €	2 €	Technikkatalog KEA BW
Spitzenlast-Wasserstoff	€/kW	200 €	5 €	Technikkatalog KEA BW
Spitzenlast-Biomasse	€/kW	1.000 €	25 €	Technikkatalog KEA BW
Spitzenlast-Strom	€/kW	200 €	5 €	Technikkatalog KEA BW
Kraft-Wärme-Kopplung	€/kW	800 €	16 €	Technikkatalog KEA BW
Großwärmepumpen	€/kW	1.000 €	20 €	Technikkatalog KEA BW
Großwärmepumpen (Tiefe Geothermie)	€/kW	2.700 €	40 €	Prognos und AGFW (2024)
Sonstige Erzeugung	€/kW	300 €	8 €	Technikkatalog KEA BW

Tabelle 15: Kostenannahmen für Musterhausen – Infrastruktur

	Ein- heit	CAPEX Investition pro Einheit	OPEX Betriebskos- ten pro Ein- heit	Quelle
Verteilnetzleitung	km	700.000 €	7.000 €	Technikkatalog KEA BW
Verteilnetzleitung (Bestand)	km	490.000 €	7.000 €	BET
Transportwärmelei- tung/Hauptleitung	km	1.500.000 €	15.000 €	Technikkatalog KEA BW
Transportwärmelei- tung/Hauptleitung (Bestand)	km	1.050.000 €	15.000 €	BET
Hausübergabestation	Stück	5.000 €	50 €	Technikkatalog KEA BW
Hausübergabestation (Bestand)	Stück	5.000 €	50 €	BET

10.2 Beschreibung der Modellierung

10.2.1 Musterhausen – Bestandsaufnahme der Energieversorgung

10.2.1.1 Flächennutzung

Die Flächennutzung von Musterhausen ist ein wichtiger Faktor für die Planung und Umsetzung von Energie- und Wärmeversorgungskonzepten in der Kommune. Die Abbildung 198 zur Flächenverteilung in Deutschland bietet eine Orientierung, wie sich typische Flächenanteile auf Wald, Landwirtschaft, Wohngebiete und andere Nutzungsarten verteilen. Für Musterhausen bedeutet dies, dass die zur Verfügung stehende Fläche für urbane Entwicklung, Energieinfrastruktur und Verkehr begrenzt ist, da ein Großteil der Fläche durch Natur- und Landwirtschaft belegt ist.

Diese Verteilung beeinflusst die Möglichkeiten für den Ausbau erneuerbarer Energien, wie z. B. die Nutzung von Solarflächen oder Geothermie. Landwirtschaftliche und Waldflächen stellen Herausforderungen dar, da sie nicht einfach für andere Zwecke umgewidmet werden können. Gleichzeitig existieren potenzielle Konflikte, die bei der Nutzung von Freiflächen entstehen können, wenn beispielsweise für neue Infrastrukturprojekte landwirtschaftliche Nutzflächen beansprucht werden müssen.

Auch für die kommunale Wärmeplanung von Musterhausen ist es daher entscheidend, die Verfügbarkeit und Beschränkungen von Flächen genau zu verstehen, um eine nachhaltige Entwicklung zu gewährleisten und gleichzeitig die natürlichen Ressourcen zu schonen. Die Grafik unterstreicht die Notwendigkeit, innovative und platzsparende Lösungen zu entwickeln, um die Energieziele von Musterhausen zu erreichen, ohne den Flächenbedarf unverhältnismäßig zu erhöhen.

Flächenanteile in Deutschland

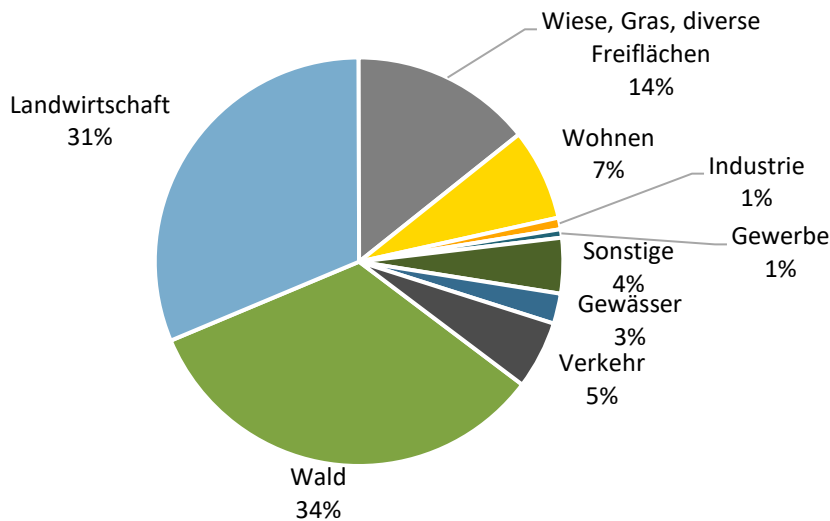


Abbildung 198: Flächenanteile in Deutschland und in Musterhausen

10.2.1.2 Gebäude

Die Gebäude in Musterhausen sind repräsentativ für eine typische Kommune in Deutschland und basieren auf einer Mischung aus Ein-, Mehrfamilienhäusern sowie Gewerbe- und Verwaltungsgebäuden. Die Gebäudetypen wurden auf Grundlage nationaler Statistiken wie dem Zensus 2022 und spezifischer Verteilungsfaktoren skaliert. Ein besonderer Fokus liegt auf der Flächenverteilung und der Gebäudeanzahl je energetischem Stadtraumtyp (EST). Die Modellierung umfasst typische Baujahre, Gebäudestandards und deren Einfluss auf den Energiebedarf. Die Heterogenität der Gebäude ermöglicht die Analyse unterschiedlicher Wärmeversorgungstechnologien, von Einzelfeuerungsanlagen über Wärmepumpen bis hin zu Fernwärme. Gleichzeitig spielt die Gebäudedichte eine wesentliche Rolle bei der Eignung von Netzinfrastrukturen wie Wärmenetzen.

Abbildung 199 zeigt eine modellierte Übersicht der Gebäudetypen und Wohneinheiten in der fiktiven Kommune Musterhausen, die eine repräsentative Stadt mit 100.000 Einwohnern darstellt.

Es gibt insgesamt 24.132 Gebäude in Musterhausen, die aus verschiedenen Wohneinheitengrößen bestehen:

- 68 % der Gebäude haben nur eine Wohneinheit (16.329 Gebäude),
- 14 % haben zwei Wohneinheiten (3.414 Gebäude),
- 12 % der Gebäude enthalten drei bis sechs Wohneinheiten (2.905 Gebäude),
- 5 % umfassen sieben bis zwölf Wohneinheiten (1.170 Gebäude),
- 1 % der Gebäude hat 13 oder mehr Wohneinheiten (314 Gebäude).

Insgesamt gibt es 52.124 Wohnungen in der Stadt. Die Wohnungsstruktur teilt sich auf in:

- 15.197 freistehende Häuser (entspricht 63 % der Gebäude),
- 3.379 Doppelhaushälften (14 %),
- 4.586 Reihenhäuser (19 %),

- 971 Gebäude anderer Typen (4 %).

Diese Verteilung veranschaulicht die Wohn- und Gebäudetypenvielfalt in Musterhäusern und bietet eine Grundlage für die Planung und Modellierung von Energie- und Wärmeversorgungslösungen. Die hohe Zahl an Einfamilienhäusern und Doppelhaushälften zeigt, dass ein großer Teil der Stadtbevölkerung in weniger verdichteten Wohnformen lebt, was wichtige Implikationen für die Entwicklung von Energieinfrastrukturen wie Wärmenetzen oder dezentralen Versorgungslösungen hat. Die Daten basieren auf dem Zensus und sind skaliert, um die Anforderungen einer typischen mittelgroßen deutschen Stadt abzubilden.

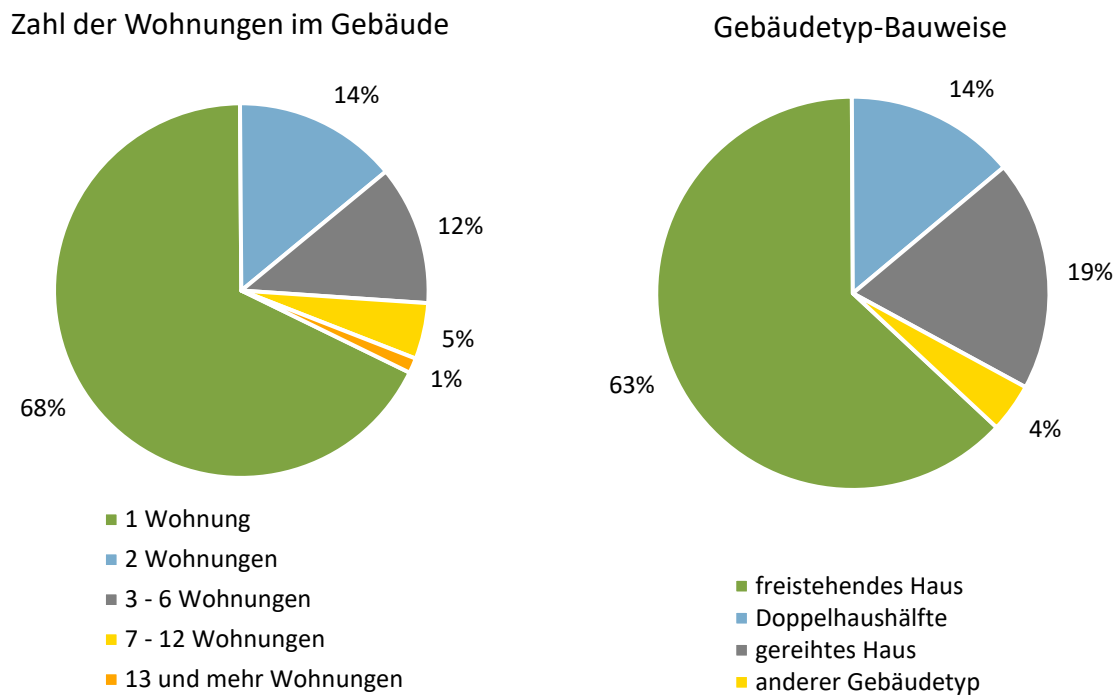


Abbildung 199: Zahl der Wohnungen je Gebäude und der Gebäudetypbauweise in Deutschland

10.2.1.3 Energiebedarf

Der Energiebedarf wurde aufgeteilt in Strom, Wärme und Mobilität. Die Skalierung erfolgt ausgehend von bundesweiten Daten, angepasst auf die Verhältnisse einer Kommune mit 100.000 Einwohnern. Dabei werden spezifische Bedarfsprofile für Haushalte, Gewerbe, Industrie und Verkehr verwendet. Die Wärmenachfrage wird zusätzlich durch Gebäudestandards, Sanierungsquoten und klimatische Einflüsse differenziert. Im Stromsektor wird die steigende Bedeutung von Elektromobilität, Wärmepumpen und dezentralen Erzeugern berücksichtigt. Der Wärmebedarf wird durch den Einfluss von Wärmenetzen, Hybridtechnologien und Wasserstoffsystemen untersucht, während der Mobilitätssektor den steigenden Bedarf an Ladepunkten und der Elektrifizierung des Verkehrs aufzeigt.

Elektrifizierung der Mobilität in Musterhäusern

Im Elektronen-Szenario liegt der Fokus auf der konsequenten Elektrifizierung des Verkehrssektors, was zu einem signifikanten Anstieg des Anteils batterieelektrischer Fahrzeuge (BEV) führt. Im Jahr 2025 dominieren noch die konventionellen Antriebsarten Benzin und Diesel den Fahrzeugbestand, während BEV lediglich 4.000 Fahrzeuge ausmachen. Bis 2030 steigt der BEV-Bestand jedoch auf 14.000 Fahrzeuge an. Der Anteil der benzinbetriebenen Fahrzeuge bleibt weitgehend stabil, während die Anzahl der dieselbetriebenen Fahrzeuge auf 14.000 sinkt. Dieser Trend setzt sich in den folgenden Jahren fort, sodass die

Anzahl der BEV im Jahr 2035 bereits 29.000 Fahrzeuge erreicht, während der Anteil von Benzin- und Dieselfahrzeugen im Gesamtbestand weiter abnimmt. Im Jahr 2045 verzeichnet der BEV-Bestand mit 47.000 Fahrzeugen seinen Höchstwert, und die konventionellen Antriebsarten Benzin und Diesel sind nur noch marginal vertreten.

Im Molekül-Szenario zeigt sich eine diversifizierte Verteilung der Antriebsarten, die verschiedene Technologien parallel fördert. Bis 2030 steigt der BEV-Bestand auf 13.000 Fahrzeuge, während die Anzahl benzinbetriebener PKW leicht auf 26.000 und dieselfetriebener PKW auf 14.000 sinkt. Im Jahr 2035 wächst der Bestand an BEV weiter auf 26.000 Fahrzeuge; gleichzeitig reduziert sich der Bestand an Benzin-PKW auf 18.000 und an Diesel-PKW auf 9.000. Bis 2040 setzt sich dieser Trend fort, wobei die Anzahl der BEV auf 34.000 steigt, während die Anzahl der Benzin-PKW auf 12.000 und der Diesel-PKW auf 5.000 weiter abnimmt. Im Jahr 2045 erreichen die BEV einen Bestand von 42.000 Fahrzeugen, während Benzin-PKW (8.000) und Diesel-PKW (3.000) weiterhin im Bestand vertreten sind, jedoch nur noch einen kleinen Anteil ausmachen.

Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass im Elektronen-Szenario der Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge bis 2045 stark dominiert, was auf eine robuste und konsequente Elektrifizierungsstrategie hinweist, die traditionelle Antriebsarten wie Benzin und Diesel weitgehend verdrängt. Dabei entsprechen die Zielwerte der Größenordnung des NEP 2023 – Szenario B [76]. Obwohl im Molekül-Szenario die BEV dominieren, bleibt die Verteilung der Antriebsarten vielfältiger, beispielsweise durch die Anwendung von Brennstoffzellen betriebenen PKWs. Dies deutet auf eine technologieoffenere Strategie hin, die verschiedene alternative Antriebe parallel fördert und somit eine größere Vielfalt im Antriebsportfolio ermöglicht. Allerdings hat diese Strategie nur einen geringen Einfluss auf die Reduktion der Elektrifizierung des Stromnetzes.

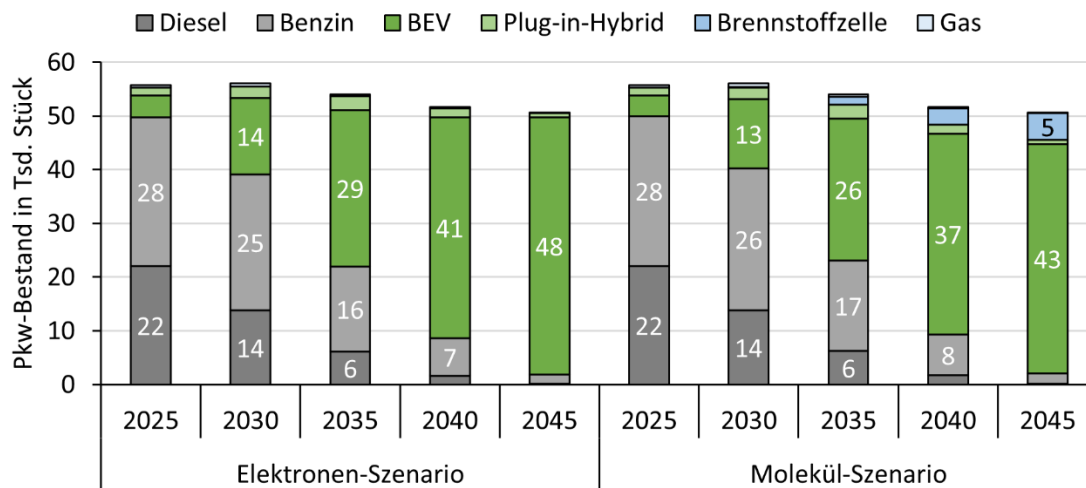


Abbildung 200: Entwicklung des PKW-Bestands in Musterhausen für das Referenz-Szenario

Elektrifizierung der Wärme in Musterhausen

Abbildung 13 zeigt die prognostizierte Entwicklung der elektrischen Wärmeerzeugung in Musterhausen für den Zeitraum von 2025 bis 2045. Grundlage der Analyse sind die beiden Szenarien "Elektronen" und "Moleküle". Die gleichzeitige Wärmeerzeugung für Musterhausen wird in Megawatt (MW) angegeben und umfasst drei Technologien: direkte elektrische Heizsysteme, dezentrale Wärmepumpen sowie Wärmenetze, die beispielsweise durch eine zentrale Großwärmepumpe gespeist werden.

Im Elektronen-Szenario steigt die elektrische Wärmeerzeugung deutlich an, vor allem durch den verstärkten Einsatz dezentraler Wärmepumpen. Während die Gesamtleistung im Jahr 2025 noch 28 MW beträgt (davon 12 MW für Wärmenetze und 16 MW für Wärmepumpen), wächst sie bis 2030 auf 39 MW und erreicht 2040 bereits 96 MW. Der Ausbau wird dabei maßgeblich von Wärmepumpen getragen, die mit 72 MW den größten Anteil stellen. Im Jahr 2045 erreicht die elektrische Wärmeerzeugung mit 114 MW ihren Höchstwert, wobei dezentrale Wärmepumpen mit 87 MW die dominierende Technologie darstellen und eine zentrale Rolle in der Wärmeversorgung übernehmen.

Das Moleküle-Szenario zeigt eine moderatere, aber dennoch kontinuierliche Entwicklung. Die Gesamtleistung steigt von 27 MW im Jahr 2025 auf 99 MW im Jahr 2045. Auch hier leisten Wärmepumpen mit 73 MW den größten Beitrag zur Wärmeerzeugung. Zwar bleibt das Wachstum hinter dem Elektronen-Szenario zurück, dennoch ist die Bedeutung der Wärmepumpen auch in diesem Szenario unbestritten.

Der Vergleich der beiden Szenarien verdeutlicht, dass die elektrische Wärmeerzeugung im Elektronen-Szenario weitaus dynamischer wächst als im Moleküle-Szenario. In beiden Fällen sind dezentrale Wärmepumpen bis 2045 die tragende Technologie, ihre Rolle ist im Elektronen-Szenario jedoch noch ausgeprägter. Dies unterstreicht ihre zentrale Bedeutung für die zukünftige Energieversorgung in Musterhausen.

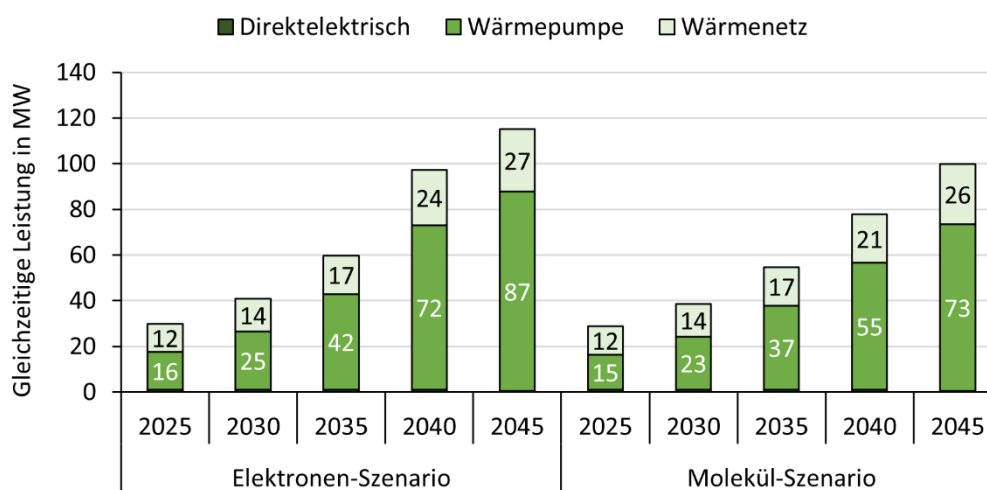


Abbildung 201: Entwicklung der elektrischen Wärmeerzeugung in MW je Szenario in Musterhausen

Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung in Musterhausen

Die Abbildung 202 zeigt die prognostizierte Entwicklung der installierten erneuerbaren Stromerzeugungsleistung (in MW) im Verteilnetz von Musterhausen für den Zeitraum von 2025 bis 2045. Sie veranschaulicht die Zusammensetzung des Erzeugungsparks sowie dessen zeitliche Entwicklung, differenziert nach verschiedenen erneuerbaren Energiequellen.

Photovoltaik (sowohl Aufdach- als auch Freiflächenanlagen) und Windkraft dominieren diesen Zubau und machen im Jahr 2045 rund drei Viertel der gesamten installierten Leistung im Verteilnetz aus. Dabei zeigen sich deutliche Unterschiede je nach Spannungsebene: Während Freiflächen-Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen überwiegend in der Hochspannungsebene angesiedelt sind, kommen Aufdachanlagen vor allem in der Mittel- und Niederspannungsebene zum Einsatz. Biomasse- und Wasserkraftanlagen spielen hingegen nur eine untergeordnete Rolle, da ihre installierte Leistung über den gesamten Betrachtungszeitraum weitgehend konstant bleibt.

Die Rückverstromung von Wasserstoff durch den Umkehrprozess der Elektrolyse (Gas-to-Power) gewinnt insbesondere im sogenannten Elektronen-Szenario an Bedeutung. Im Molekül-Szenario hingegen wird Wasserstoff vorrangig für industrielle Anwendungen genutzt.

Insgesamt zeigt sich die zentrale Herausforderung: Damit eine klimaneutrale Stromversorgung bis 2045 erreicht werden kann, muss sich die installierte Leistung erneuerbarer Energien in den kommenden 20 Jahren mindestens verdrei- bis vervierfachen.

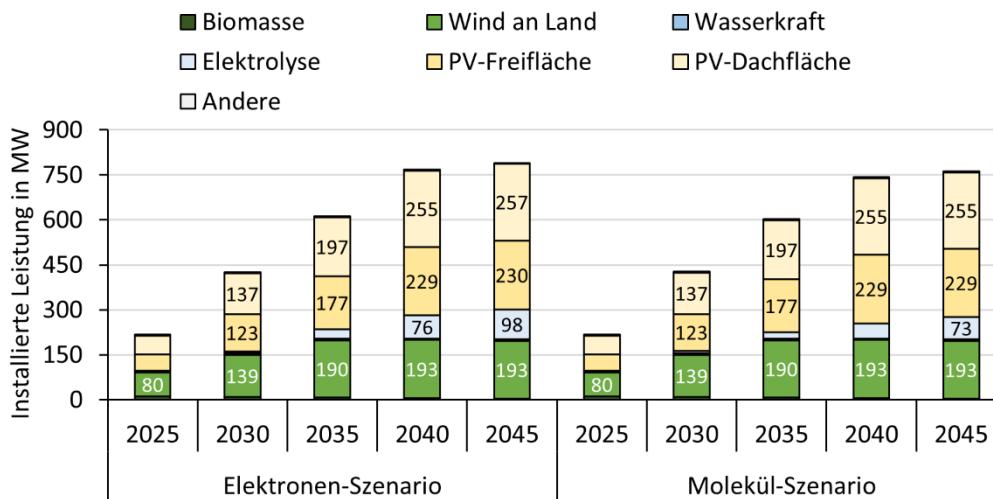


Abbildung 202: Entwicklung der installierten erneuerbaren Stromerzeugung in Musterhausen je Szenario

10.2.1.4 Energieträger

Abbildung 203 zeigt die Verteilung der Energieträger in der Wärmeversorgung der Gebäude in Musterhausen. Gas ist mit einem Anteil von 54,4 % der dominierende Energieträger, was 13.126 versorgten Gebäuden entspricht. Heizöl ist der zweitgrößte Energieträger und versorgt 6.008 Gebäude, was einem Anteil von 24,9 % entspricht. Holz und Holzpellets werden in 1.434 Gebäuden verwendet und machen 5,9 % der Wärmeversorgung aus. Weitere Energieträger sind Biomasse und Biogas, die jedoch mit 0,1 % nur eine geringe Rolle spielen.

Solarenergie, Geothermie und Wärmepumpen decken 4,3 % des Wärmebedarfs ab und versorgen 1.035 Gebäude. Strom ohne Wärmepumpen hat einen Anteil von 3,4 % (821 Gebäude), während Kohle mit nur 0,3 % (82 Gebäude) eine sehr geringe Rolle spielt. Fernwärme, die aus verschiedenen Energieträgern gespeist wird, deckt 6,7 % der Gebäude ab und versorgt damit 1.609 Gebäude.

Die Grafik verdeutlicht die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Gas und Heizöl in der Wärmeversorgung von Musterhausen und unterstreicht die Notwendigkeit, auf alternative und erneuerbare Energieträger umzustellen, um eine nachhaltigere Wärmeversorgung zu gewährleisten.

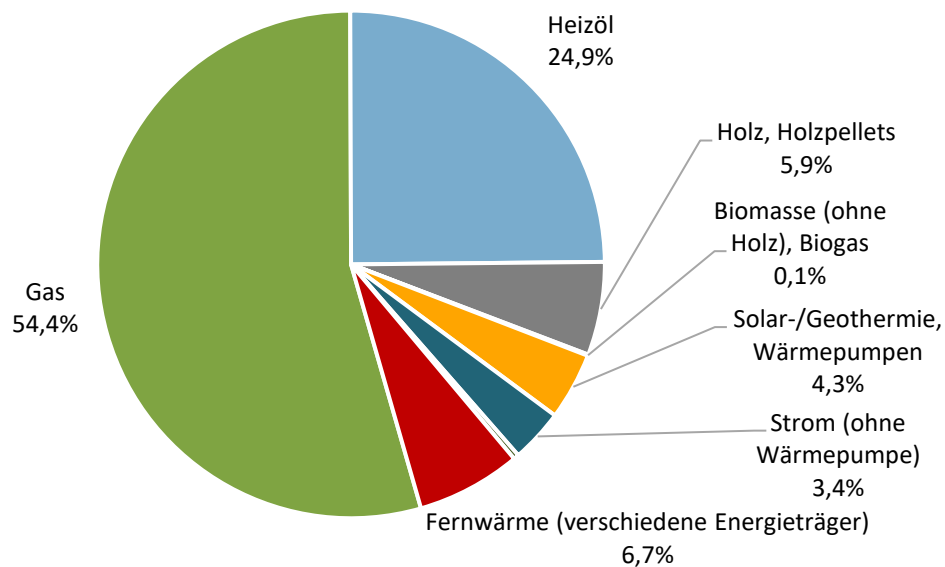


Abbildung 203: Energieträgerverteilung in Deutschland und in Musterhausen

10.2.1.5 Verteilung der Energieträger im Status quo auf Stadtraumtypen

In Musterhausen zeigt die aktuelle Verteilung der Energieträger in der Wärmeversorgung deutliche Unterschiede zwischen den verschiedenen energetischen Stadtraumtypen (EST). Die prozentualen Anteile der verwendeten Energieträger wie Gas, Heizöl, Holz, Biomasse, Strom, Kohle, Solar-/Geothermie und Wärmepumpen sowie Fernwärme variieren je nach Gebäudetyp und Bebauungsdichte.

Einfamilien- und Zweifamilienhäuser (EFH/ZFH) sowie Reihenhäuser (RH) nutzen überwiegend Gas und Heizöl als Wärmequellen, mit einem geringeren Anteil an Holz und Solar-/Geothermie-Anlagen. In Mehrfamilienhäusern (MFH) dominieren ebenfalls Gas und Heizöl, wobei hier Fernwärme eine zusätzliche Rolle spielt. Großmehrfamilienhäuser (GMFH), Innenstadtbauwerke und Bürogebäude setzen dagegen überwiegend auf Fernwärme, ergänzt durch Gas.

In Blockrandbebauungen und Altstadtgebieten ist Gas der Hauptenergieträger, begleitet von Heizöl und Fernwärme. In dörflichen Gebieten ist die Wärmeversorgung hingegen vielfältiger und umfasst eine Mischung aus Gas, Heizöl und Holz.

Diese Verteilung zeigt, dass insbesondere in weniger dicht bebauten Bereichen wie Einfamilien- und Reihenhaussiedlungen eine hohe Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Gas und Heizöl besteht. Fernwärme spielt hingegen eine bedeutende Rolle in städtischen und dichter bebauten Gebieten, wie Großmehrfamilienhäusern und der Innenstadt. Die Analyse unterstreicht den Handlungsbedarf für eine Umstellung auf erneuerbare Energien und effizientere Wärmesysteme, um den fossilen Anteil in der Wärmeversorgung langfristig zu senken.

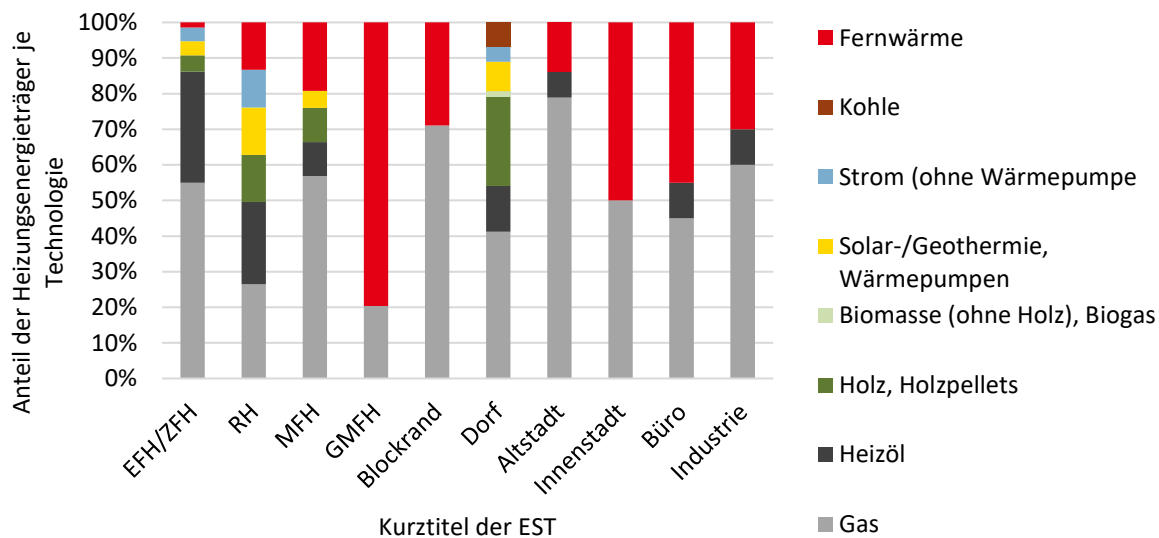


Abbildung 204: Energieträgerverteilung nach EST in Musterhausen

10.2.1.6 Bewertung des Anlagenalters und -zustands des Verteilnetzes

Die Bewertung des Alters und Zustands von Betriebsmitteln im Verteilnetz ist ein zentraler Aspekt für die Gewährleistung einer zuverlässigen und effizienten Energieversorgung. Die typische technische Nutzungsdauer von Betriebsmitteln variiert je nach Energieart und spezifischem Anlagentyp. Die in diesem Abschnitt dargestellten Daten zur Altersstruktur basieren auf den Eingaben der in dieser Studie assoziierten Verteilnetzbetreiber.

- **Stromnetzinfrastruktur:** Schaltanlagen und Transformatoren haben in der Regel eine Nutzungsdauer von 35 bis 55 Jahren. Kabel und Freileitungen können je nach Material und Umgebungsbedingungen bis zu 65 Jahre betrieben werden.
- **Gasnetzinfrastruktur:** Rohrleitungen aus Stahl oder Gusseisen haben eine typische Lebensdauer von etwa 75 Jahren. Moderne Kunststoffrohre können sogar länger halten. Gasdruckregelanlagen und Messsysteme werden meist nach ungefähr 45 Jahren erneuert.
- **Wärmenetzinfrastruktur:** Wärmeleitungen aus Stahl oder Kunststoff haben eine Nutzungsdauer von etwa 30 bis 50 Jahren. Wärmeübergabestationen und Pumpenanlagen werden häufig nach 25 bis 35 Jahren ausgetauscht.

Die Altersstruktur der Betriebsmittel im Verteilnetz von 1960 bis 2024 zeigt eine heterogene Verteilung. In den 1960er bis 1980er Jahren wurden zahlreiche Netzinfrastrukturen aufgebaut und erweitert, um den steigenden Energiebedarf zu decken; diese Anlagen erreichen nun das Ende ihrer technischen Lebensdauer. Die 1980er und 1990er Jahre waren geprägt von Modernisierungen und der Integration neuer Technologien, was zu einer zweiten Welle jüngerer Anlagen führte. Seit der Jahrtausendwende beeinflussen die Energiewende und die digitale Transformation die Investitionen in die Netzinfrastuktur, wodurch vermehrt moderne und intelligente Betriebsmittel eingesetzt werden.

Abbildung 205 illustriert die Altersverteilung der Anlagen im Verteilnetz über den Zeitraum von 1960 bis 2024. Es wird deutlich, dass ein signifikanter Anteil der Betriebsmittel älter als 40 Jahre ist. Diese Anlagen weisen ein erhöhtes Ausfallrisiko auf und entsprechen möglicherweise nicht mehr den aktuellen technischen Standards, was die Notwendigkeit für Ersatzinvestitionen erhöht.

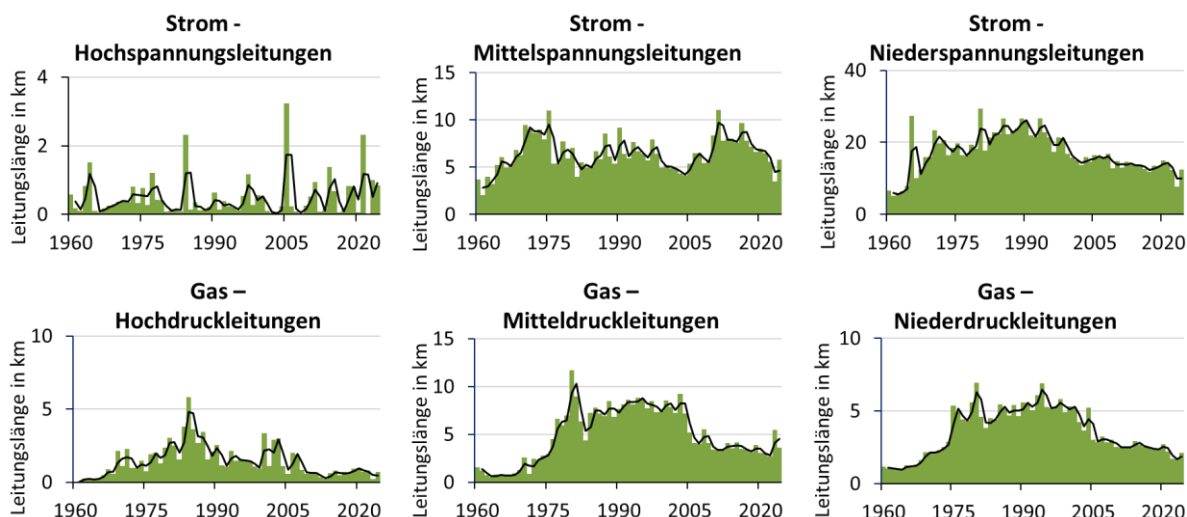


Abbildung 205: Darstellung der Asset-Alter in Musterhausen

Insbesondere bei der Gasinfrastruktur zeigt sich, dass der Höhepunkt des Gasnetzausbaus in den 1980er und 1990er Jahren lag und die Investitionen in die Gasnetzinfrasturktur in den letzten Jahren rückläufig sind. Im Stromnetz lassen sich hingegen Investitionswellen beobachten, jedoch ohne klare Schwerpunktbildung.

Der Blick auf die Altersstruktur ist essenziell für die zukünftige Erneuerungsplanung. Durch die Identifizierung von Anlagen, die das Ende ihrer typischen Nutzungsdauer erreichen, können Netzbetreiber proaktiv Maßnahmen zur Instandhaltung oder Erneuerung einleiten. Die Analyse der Altersstruktur dient somit als wichtiger Input für die strategische Planung und Priorisierung von Erneuerungsprojekten.

10.2.2 Langfristige Szenarien für die Netzentwicklung gemäß BMWK-Vorgaben

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in Auftrag gegebene Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien 3) modelliert verschiedene Entwicklungspfade für das zukünftige Energiesystem [77]. Ziel ist es, Wege aufzuzeigen, mit denen die energie- und klimapolitischen Ziele Deutschlands erreicht werden können. Die Modellierung umfasst das gesamte Energiesystem und berücksichtigt dabei die Erzeugung von Strom, Wärme und Wasserstoff sowie die Energienachfrage in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Geräte. Auch die Energieinfrastrukturen für Strom und Gase werden analysiert. Die Studie entwickelt nicht ein einzelnes „Leitszenario“, sondern untersucht verschiedene Szenarien, um durch vergleichende Analysen Erkenntnisse über die Vor- und Nachteile alternativer Transformationspfade zu gewinnen.

Es ist zu beachten, dass über einen Zeitraum von 20 bis 25 Jahren keine Entwicklung mit absoluter Sicherheit prognostiziert werden kann. Technologische Fortschritte, ökonomische Trends und gesellschaftliche Veränderungen können die Rahmenbedingungen erheblich beeinflussen. Die Langfristszenarien können daher nicht die „richtige“ oder wahrscheinlichste Entwicklung vorhersagen. Vielmehr dienen sie dazu, verschiedene denkbare Entwicklungspfade aufzuzeigen, mit denen die Klimaziele erreicht werden können, und daraus robuste Strategien abzuleiten.

In dieser Studie werden, basierend auf den Veröffentlichungen vom Juli 2024, zwei Entwicklungspfade näher untersucht. Die sogenannten Orientierungsszenarien stellen die aktuellsten Hauptszenarien dieser Projektunde dar. Aktuelle Entwicklungen und Erkenntnisse aus vorherigen Szenarien wurden integriert,

um den Lösungsraum der Energiewende umfassend zu beleuchten. Dabei wurden die extremen Annahmen bewusst eingeschränkt, um realistischere Pfade zu fokussieren.

Der erste Pfad, das Elektronen-Szenario (basierend auf dem Orientierungsszenario O45-Strom), untersucht einen Weg zur Treibhausgasneutralität, der stark auf die direkte Elektrifizierung in allen Sektoren setzt. Erneuerbarer Strom dient hierbei als Hauptenergiequelle. Der zweite Pfad, das Molekül-Szenario (basierend auf dem Orientierungsszenario O45-H2), fokussiert sich auf die verstärkte Nutzung von Wasserstoff, Methan und Wärmenetzen. In diesem Szenario wird der indirekten Nutzung erneuerbarer Energien durch die Umwandlung in molekulare Energieträger größere Bedeutung beigemessen.

Durch die detaillierte Untersuchung dieser beiden Pfade wird ein möglicher Entwicklungskorridor aufgezeigt. Dies ermöglicht es, die potenziellen Auswirkungen unterschiedlicher Strategien auf das Energiesystem zu analysieren und bietet eine fundierte Planungsgrundlage für zukünftige Netzstrukturen.

10.2.3 Stromnetztreiber

Die fünf folgenden Treiber für das Stromnetz beleuchten verschiedene Herausforderungen und Entwicklungen im Energiesektor, insbesondere im Zusammenhang mit der Netzinfrastruktur. Diese werden in den Folgeabschnitten näher erläutert.

S1: Zuwachs von Last durch Ladepunkte E-Mobilität und Wärmepumpen auf allen Spannungsebenen

Dieser Treiber fokussiert sich auf den Zuwachs an Last durch Ladepunkte für die E-Mobilität und Wärmepumpen. Der Anstieg betrifft alle Spannungsebenen, von der Niederspannung bis zur Hochspannung, und zeigt die Notwendigkeit, die Netze für den steigenden Energiebedarf dieser Technologien zu rüsten.

S2: Zuwachs von Last durch Elektrolyseure auf der Hochspannungsebene

Hier wird der Zuwachs an Last durch Elektrolyseure auf der Hochspannungsebene betrachtet. Elektrolyseure, die zur Herstellung von Wasserstoff genutzt werden, verursachen erhebliche Lastspitzen, was spezielle Anforderungen an die Hochspannungsnetze stellt.

S3: Bedarf Netzanschlusskapazität durch Großspeicher

Dieser Treiber beschreibt den Bedarf an Netzanschlusskapazitäten durch Großspeicher. Großspeicher sind essenziell, um Schwankungen in der Energieerzeugung auszugleichen und Flexibilität in den Netzen zu ermöglichen, erfordern jedoch signifikante infrastrukturelle Anpassungen.

S4: Dezentrale vs. zentrale Lastverteilung insbesondere durch E-Mobilität und Wärmepumpen

In diesem Szenario wird die Frage der dezentralen versus zentralen Lastverteilung betrachtet, insbesondere im Zusammenhang mit E-Mobilität und Wärmepumpen. Es wird untersucht, wie die Verteilung der Last auf unterschiedliche Netzebenen optimiert werden kann, um eine effiziente Nutzung der Infrastruktur zu gewährleisten.

S5: Zuwachs von Erzeugung (Wind, PV/zentral, dezentral) auf allen Spannungsebenen

Dieses Szenario beschäftigt sich mit dem Zuwachs an Erzeugung aus erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie, sowohl in zentralisierten als auch dezentralisierten Anlagen. Es unterstreicht die Notwendigkeit, die Netze so anzupassen, dass die wachsenden Erzeugungsmengen auf allen Spannungsebenen integriert werden können.

10.2.3.1 S1: Zuwachs von Last durch Ladepunkte E-Mobilität und Wärmepumpen auf allen Spannungsebenen

Die Dekarbonisierung des Energiesektors erfordert eine tiefgreifende Transformation der Strominfrastruktur. Im Zentrum dieser Transformation stehen Ladepunkte für die Elektromobilität und Wärmepumpen für die Wärmeversorgung. Beide Technologien erhöhen die elektrische Last auf allen Spannungsebenen, von der Hoch- bis zur Niederspannung. Dieser Abschnitt analysiert den Zuwachs an elektrischer Last durch die Verbreitung dieser Technologien und diskutiert deren Auswirkungen auf die einzelnen Spannungsebenen. Diese Untersuchung berücksichtigt Hochlaufzahlen für ein Elektronen- und ein Molekül-Szenario, wobei die installierte Leistung und die Gleichzeitigkeit die Leistungsentwicklung aus der Perspektive der unterschiedlichen Spannungsebenen beeinflussen.

Das Elektronenszenario orientiert sich dabei an O45-Strom Orientierungsszenarien des BMWK und unterstellt eine breite Elektrifizierung in allen Bereichen. Hierbei wird der Fokus auf batterieelektrische Mobilität und die Verbreitung von dezentralen Wärmepumpen gelegt.

Das Molekül-Szenario basiert auf den O45-H2 Szenarien des BMWK und unterstellt bis 2045 insbesondere im Wärmesektor eine stärkere Verbreitung von Wärmenetzen und H₂-Gasnetzen, welche für die Wärmeversorgung herangezogen werden sollen.

Hochspannungsebene

Die Hochspannungsebene (HS) ist primär für die Übertragung der Energiemengen über weite Entfernungen verantwortlich und verbindet zentrale Erzeugungsanlagen (z. B. Solar- und Windparks) mit den Verteilnetzen. Aufgrund dieser Übertragungsfunktion ist die direkte Belastung durch Ladepunkte und Wärmepumpen auf dieser Spannungsebene vergleichsweise gering. Dennoch führt der steigende Strombedarf durch die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität zu einer nicht zu vernachlässigenden, indirekten Belastung.

Abbildung 206 zeigt, dass Ladepunkte und Wärmepumpen 2025 im Elektronen-Szenario 19 % und im Molekül-Szenario 18 % zur elektrischen Spitzenlast der Hochspannungsebene beitragen, wobei der Großteil durch Wärmepumpen entsteht. Bis 2045 steigt dieser Anteil auf 41 % im Elektronen-Szenario und 43 % im Molekül-Szenario. Dies unterstreicht die zunehmende Bedeutung der Hochspannungsebene als Rückgrat des Stromnetzes, trotz ihrer weiterhin primären Funktion als Übertragungsebene.

Mittelspannungsebene

Die Mittelspannungsebene (MS) stellt das Bindeglied zwischen der Hochspannungs- und der Niederspannungsebene dar. Sie versorgt sowohl industrielle Großverbraucher als auch lokale Verteilnetze und nimmt daher eine zentrale Rolle im Stromnetz ein. Mit dem zunehmenden Ausbau der Ladeinfrastruktur und der Verbreitung von Wärmepumpen wächst die Bedeutung der Mittelspannungsebene erheblich.

Im Jahr 2025 liegt der Anteil der elektrischen Last auf der Mittelspannungsebene bei 20 % sowohl im Elektronen-Szenario als auch im Molekül-Szenario. Dieser Anteil steigt bis 2045 auf 45 % bzw. 46 % an. Die steigende Belastung der Mittelspannungsebene ist ein direktes Ergebnis der Zunahme von Ladepunkten und Wärmepumpen, die insbesondere in städtischen und vorstädtischen Regionen installiert werden. Die damit einhergehende Erhöhung der Lastdichte erfordert eine signifikante Verstärkung der Mittelspannungsnetze, um Netzengpässe zu vermeiden. Dies erfordert den Ausbau von Umspannwerken, Transformatoren, Leitungskapazitäten sowie den Einsatz fortschrittlicher Lastmanagementsysteme.

Niederspannungsebene

Angesichts dieser Entwicklungen wird die Niederspannungsebene mit noch größeren Herausforderungen konfrontiert sein. Die Niederspannungsebene (NS) ist das letzte Glied in der Kette der Stromverteilung und versorgt Haushalte sowie kleine bis mittlere Unternehmen direkt. Die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Wärmeerzeugung führt auf dieser Ebene zu den größten Herausforderungen. Die hohe Lastdichte, die durch die zunehmende Anzahl von Ladepunkten und Wärmepumpen verursacht wird, kann die bestehende Infrastruktur schnell an ihre Grenzen bringen.

Im Jahr 2025 macht die Niederspannungsebene im Elektronen-Szenario 32 % und im Molekül-Szenario 31 % der elektrischen Gesamtlast aus. Bis 2045 steigt dieser Anteil auf 72 % bzw. 69 %. Dieser signifikante Anstieg verdeutlicht die erheblichen Herausforderungen, denen die Niederspannungsebene gegenübersteht. Ohne signifikante Investitionen in den Netzausbau und die Implementierung intelligenter Steuerungssysteme, wie z. B. Smart Grids und dezentrale Energiespeicher, könnten in Zukunft erhebliche Spannungsprobleme und Netzengpässe auftreten. Insbesondere in dicht besiedelten städtischen Gebieten wird es entscheidend sein, die Netzkapazität zu erweitern und gleichzeitig flexible Laststeuerungen zu implementieren, um die Netzstabilität zu gewährleisten.

Der Zuwachs der elektrischen Last durch Ladepunkte für Elektromobilität und Wärmepumpen stellt das Stromnetz auf allen Spannungsebenen vor erhebliche Herausforderungen. Während die Hochspannungsebene stabil bleibt, erfordern die Mittel- und vornehmlich die Niederspannungsebene umfangreiche Anpassungen, um den steigenden Anforderungen gerecht zu werden. Die langfristige Netzstabilität und Versorgungssicherheit werden maßgeblich davon abhängen, wie effektiv diese Anpassungen umgesetzt werden. Investitionen in die Netzkapazität, die Einführung intelligenter Steuerungssysteme und die Förderung dezentraler Energieerzeugung werden entscheidend sein, um die Herausforderungen der Elektrifizierung erfolgreich zu meistern.

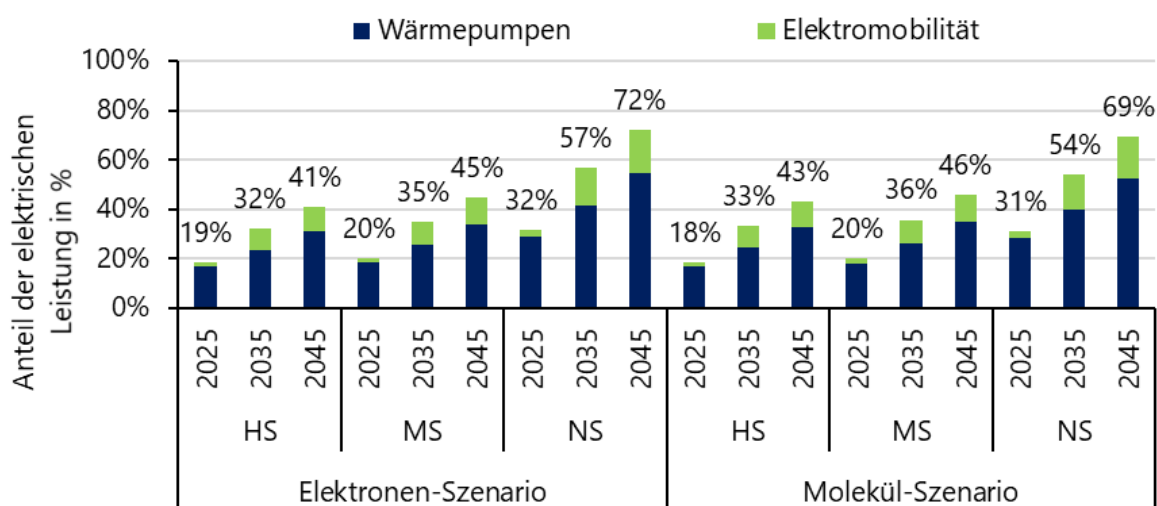


Abbildung 206: Zuwachs der elektrischen Last durch Ladepunkte für Elektromobilität und Wärmepumpen

10.2.3.2S2: Zuwachs von Last durch Elektrolyseure auf der Hochspannungsebene

Die Integration von Wasserstofftechnologien in den Energiesektor erfordert eine erhebliche Ausweitung der Elektrolysekapazitäten, insbesondere auf der Hochspannungsebene (HS), um die hohe Leistungsanforderung zu decken. Elektrolyseure, die in der Lage sind, große Mengen erneuerbaren Stroms in Wasserstoff umzuwandeln, werden auf dieser Spannungsebene angesiedelt, um eine effiziente Umwandlung und Bereitstellung der benötigten Leistungen zu gewährleisten. Dieser Abschnitt untersucht die Auswirkungen

des Hochlaufs von Elektrolyseuren auf die Hochspannungsebene und identifiziert die damit verbundenen Herausforderungen für technische Implikationen.

Entwicklung der Elektrolysekapazitäten

Die geplanten Elektrolysekapazitäten orientieren sich an den nationalen Wasserstoffstrategien sowie an Szenarien wie den O45-H2-Szenarien des BMWK. Bis 2045 wird ein erheblicher Ausbau der Elektrolysekapazität auf mehrere Gigawatt erforderlich sein. Elektrolyseure werden dabei vor allem in der Nähe von Erzeugungszentren erneuerbarer Energien, wie Wind- oder Solarparks, sowie in Industrieknotenpunkten installiert, um die Effizienz des Systems zu maximieren. Das nationale Ziel für die heimische Elektrolysekapazität im Jahr 2030 liegt bei 10 GW; der verbleibende Bedarf soll durch Importe gedeckt werden [78].

Im O45-Strom-Szenario wird bis 2045 eine jährliche Wasserstoffproduktion von etwa 130 TWh inländisch durch Elektrolyse erreicht. In diesem Szenario sind nahezu alle Regionen an das Wasserstofftransportnetz angeschlossen, wobei die installierte Elektrolysekapazität bei 58 GW liegt. Im O45-H2-Szenario wird die Anbindung weiterer Elektrolysestandorte angestrebt, wodurch die Elektrolysekapazität auf 78 GW ansteigt und etwa 60 TWh zusätzlicher Wasserstoff produziert werden [21].

Lastzuwachs und Netzanforderungen

Ein Großteil der Elektrolyseurleistung kann nicht im Verteilnetz integriert werden und erfordert daher einen Anschluss an die Höchstspannungsebene. Dennoch können Elektrolyseure mit kleinerer Anschlussleistung auch ins Verteilnetz integriert werden. Elektrolyseure zeichnen sich durch hohe elektrische Leistungen aus, was sie zu einer signifikanten Belastung für die Hochspannungsebene macht. Ihr Betrieb erfolgt jedoch nicht kontinuierlich, sondern flexibel, sodass er an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien angepasst werden kann. Diese Flexibilität birgt einerseits Potenziale für die Netzstabilisierung, stellt jedoch zugleich eine Herausforderung für die Netzplanung und -steuerung dar.

- **Starklastzeiten:** In Phasen hoher Erzeugung erneuerbarer Energien, etwa durch Windkraft, können Elektrolyseure überschüssigen Strom aufnehmen und dadurch Netzengpässe verhindern. Diese Kapazität zur Aufnahme von überschüssigem Strom fungiert als wertvolles Flexibilitätselement für die Netzstabilität.
- **Schwachlastzeiten:** In Zeiten niedriger Stromerzeugung, etwa bei Windflauten oder geringer Sonneneinstrahlung, können Elektrolyseure durch Rückverstromung, also die Umkehrung des Elektrolyseprozesses, den gespeicherten Wasserstoff wieder in Strom umwandeln. Diese Option ermöglicht eine Entlastung des Netzes und trägt dazu bei, die Schwankungen im Stromangebot auszugleichen. Zudem müssen Elektrolyseure in solchen Zeiten möglicherweise abgeschaltet oder ihre Leistung reduziert werden, was eine variable Auslastung der Infrastruktur zur Folge hat. Die Rückverstromung sowie eine präzise Netzplanung sind daher notwendig, um die Auswirkungen auf die Systemstabilität und -effizienz zu minimieren.

Neben den rein netz- und systemorientierten Aspekten müssen jedoch auch ökonomische Faktoren berücksichtigt werden. Der Betrieb und die Integration von Elektrolyseuren in das Netz erfordern signifikante Investitionen in die Infrastruktur und die Steuerungstechnologien. Es stellt sich die Frage, inwieweit der Betrieb der Elektrolyseure unter verschiedenen Marktbedingungen rentabel ist, insbesondere in Zeiten schwacher Stromerzeugung. Hier spielen auch Marktpreise für Strom und Wasserstoff, Fördermechanismen sowie die Entwicklung der Preisgestaltung für Flexibilitätsdienste eine wesentliche Rolle. Diese ökonomischen Rahmenbedingungen beeinflussen sowohl die Rentabilität von Elektrolyseuren als auch die zukünftige Netzplanung [79].

Herausforderungen und Handlungsbedarf im Kontext der Elektrolyseure

Der Ausbau der Hochspannungsebene muss mit dem Hochlauf der Elektrolyseure Schritt halten, insbesondere in Regionen mit hoher Wasserstoffnachfrage und erneuerbarer Energieerzeugung. Elektrolyseure können punktuelle Lastspitzen verursachen, die eine präzise Netzplanung erfordern, um Überlastungen zu verhindern. Die Auswirkungen von Punktlasten sind jedoch stark standortspezifisch und müssen individuell bewertet werden. Diese Herausforderungen können im Rahmen der technischen Modellierung von Musterhäusern nur begrenzt abgebildet werden.

10.2.3.3S3: Integration netzdienlicher Speicher im Verteilnetz

Die Integration von Großspeichern in das Verteilnetz stellt aufgrund der erforderlichen Anschlussleistungen von mehreren Megawatt (MW) eine signifikante Herausforderung dar. Abhängig vom Standort können solche Anlagen einen erheblichen Ausbau der Netzkapazitäten erforderlich machen. Darüber hinaus entstehen während des Betriebs punktuelle Lastspitzen, insbesondere bei Lade- und Entladevorgängen, die das Verteilnetz lokal stark belasten können. Ein weiterer entscheidender Aspekt ist die Unterscheidung zwischen systemorientiertem und netzorientiertem Betrieb. Während netzorientierte Betriebsstrategien darauf abzielen, die Netzstabilität und -effizienz zu erhöhen, könnte die marktorientierte Optimierung auf Basis von Großhandelspreisen Fehlanreize schaffen. Solche Anreize könnten unter Umständen Netzengpässe begünstigen und so die angestrebten Synergien zur Netzstabilisierung einschränken.

Netzdienliche Speicher bieten jedoch erhebliche Potenziale zur Stabilisierung des Verteilnetzes. Sie können überschüssige Energie, die in Zeiten hoher Erzeugung erneuerbarer Energien anfällt, aufnehmen und bei Bedarf wieder ins Netz einspeisen. Diese Flexibilität ermöglicht eine verbesserte Anpassungsfähigkeit des Verteilnetzes an Schwankungen in der Energieerzeugung und -nachfrage. Zudem kann durch den gezielten Einsatz von Speichern der Bedarf an kostenintensivem Netzausbau reduziert werden, indem Engpässe im Verteilnetz vermieden werden. Dies führt langfristig zu einer Kostensenkung und Effizienzsteigerung im gesamten Energiesystem.

10.2.3.4 S4: Dezentrale vs. zentrale Lastverteilung insbesondere durch E-Mobilität und Wärmepumpen

Die zunehmende Elektrifizierung von Sektoren wie der Mobilität und der Wärmeversorgung hat tiefgreifende Auswirkungen auf die Lastverteilung im Stromnetz, insbesondere auf das Verteilnetz. Zwei zentrale Trends prägen diesen Wandel: die Elektromobilität und die Integration von Wärmepumpen. Beide Technologien bieten verschiedene Möglichkeiten zur zentralen und dezentralen Lastverteilung, die jeweils unterschiedliche Herausforderungen und Potenziale für den Verteilnetzausbau mit sich bringen.

Elektromobilität: Zentrale Lade Hubs vs. dezentrale Ladepunkte im Verteilnetz

Die Elektromobilität stellt eine signifikante Veränderung der elektrischen Lastprofile dar, da die Nutzung von Elektrofahrzeugen (EVs) vor allem durch Ladeinfrastruktur geprägt wird. Dabei stehen zwei unterschiedliche Modelle der Ladeinfrastruktur im Fokus: zentrale Lade Hubs und dezentrale Ladepunkte im Verteilnetz.

Zentrale Lade Hubs, die in städtischen Knotenpunkten oder an Verkehrsknotenpunkten eingerichtet werden, ermöglichen eine konzentrierte Ladeinfrastruktur, die eine koordinierte und planbare Lastverteilung auf das Verteilnetz ermöglicht. Diese Art der Infrastruktur kann eine effizientere Nutzung bestehender

Netzkapazitäten ermöglichen, da Ladeeinrichtungen auf bestimmte Regionen fokussiert werden. Allerdings erfordert der Aufbau solcher Lade Hubs erhebliche Investitionen in die Netzkapazität, um die hohe Leistung zu integrieren, die insbesondere während der Spitzenladezeiten erforderlich ist. Die Auswirkungen auf den Verteilnetzausbau können daher in diesen Bereichen signifikant sein, insbesondere wenn die Nachfrage auf diese wenigen, hochkonzentrierten Ladeeinrichtungen fokussiert ist.

Im Gegensatz dazu bieten dezentrale Ladepunkte, die flächendeckend in privaten Haushalten, an Parkplätzen und Bürogebäuden installiert werden, eine breitere Verteilung der Ladeinfrastruktur. Dieses Modell kann eine flexiblere Lastverteilung ermöglichen, da Ladeeinheiten über das gesamte Netz verteilt sind und sich so die Last auf eine größere Fläche ausdehnt. Hierbei müssen die Lastprofile jedoch genauer überwacht und dynamisch angepasst werden, um Netzüberlastungen zu verhindern, insbesondere in urbanen Bereichen mit hoher Dichte an Ladepunkten. Die dezentrale Ladeinfrastruktur erfordert eine fein abgestimmte Netzplanung, bei der der Verteilnetzausbau gezielt auf die regionalen Lastspitzen abgestimmt werden muss. Darüber hinaus ist der Betrieb dezentraler Ladepunkte in stark frequentierten Gebieten ohne intelligente Lastmanagementsysteme möglicherweise nur schwer skalierbar.

Wärmepumpen: Zentrale Großwärmepumpen mit Wärmenetzen vs. dezentrale Einzel-Lösungen

In der Wärmeerzeugung bieten sowohl zentrale Großwärmepumpen als auch dezentrale Einzel-Lösungen unterschiedliche Herangehensweisen an die Integration in das Verteilnetz, wobei jede Methode ihre spezifischen Auswirkungen auf den Netzausbau hat.

Zentrale Großwärmepumpen, die in Verbindung mit städtischen Fernwärmenetzen betrieben werden, ermöglichen eine effiziente Wärmeversorgung über weite Gebiete. Diese Technologie hat das Potenzial, eine große Menge an Wärmeenergie aus erneuerbaren Quellen zu integrieren, wobei die Wärme über bestehende Netzstrukturen verteilt wird. In diesem Modell ist der Lastverlauf besser steuerbar, da die Wärmepumpen auf zentrale Anlagen konzentriert sind und die Wärmeverteilung zentral organisiert wird. Die Auswirkungen auf das Verteilnetz sind daher vorhersehbar und können durch gezielte Netzverstärkungen in den zentralen Netzabschnitten abgefedert werden. Andererseits sind diese Großwärmepumpen in der Regel auf große, energieintensive Infrastrukturen angewiesen, die hohe Investitionen in die Netzinfrastuktur und die Wärmeverteilung erfordern.

Im Gegensatz dazu können dezentrale Wärmepumpen, die in einzelnen Haushalten oder kleineren Gewerbeeinheiten installiert werden, zu einer viel flexibleren und verteilten Form der Wärmeerzeugung führen. Diese Systeme sind in der Lage, Lastspitzen durch intelligente Steuerung, wie etwa das Aufheizen von Speichern in Zeiten niedriger Nachfrage, zu minimieren. Sie erfordern jedoch eine differenziertere Netzplanung, da die Lastverteilung nicht zentralisiert ist und potenziell unvorhersehbare Lastspitzen an verschiedenen Punkten des Verteilnetzes auftreten können. Dezentrale Lösungen bieten eine größere Flexibilität, aber auch größere Herausforderungen in Bezug auf die Netzstabilität und die Bedarfsermittlung. Der Verteilnetzausbau muss hier durch dezentrale Anpassungsmechanismen und intelligente Steuerungen ergänzt werden, um lokale Überlastungen zu vermeiden.

Sowohl bei der Elektromobilität als auch bei der Wärmepumpen-Technologie steht der Verteilnetzausbau vor der Herausforderung, zwischen zentralen und dezentralen Lösungen zu balancieren. Zentrale Systeme bieten eine bessere Kontrolle über Lastverläufe und Netzbelastungen, erfordern jedoch häufig umfangreiche Infrastrukturinvestitionen. Dezentrale Lösungen hingegen ermöglichen eine flexiblere und potenziell kostengünstigere Lastverteilung, stellen jedoch höhere Anforderungen an die Netzsteuerung und -überwachung. Eine erfolgreiche Integration beider Systeme erfordert eine präzise Netzplanung, die in der

Lage ist, sowohl die flexiblen, dezentralen Lastprofile als auch die punktuellen Spitzenbelastungen zentraler Infrastruktur zu berücksichtigen.

10.2.3.5 S5: Zuwachs von Erzeugung (Wind, PV/zentral, dezentral) auf allen Spannungsebenen

Die kontinuierliche Expansion der erneuerbaren Energien (EE) stellt eine fundamentale Herausforderung und gleichzeitig eine Chance für die Entwicklung des Stromnetzes dar. Der zunehmende Anteil von Photovoltaik, Windkraft und anderen erneuerbaren Quellen verändert sowohl die Struktur als auch das Lastprofil des Verteilnetzes. Insbesondere die Integration von Erneuerbaren Energien in das Verteilnetz erfordert präzise Netzplanungen und -strategien, um Netzengpässe zu vermeiden und die Netzstabilität zu gewährleisten.

Photovoltaik im Verteilnetz und deren Auswirkungen auf den Verteilnetzausbau

Die Verteilung und Integration von Photovoltaikanlagen (PV) im Verteilnetz ist ein wesentlicher Aspekt des Übergangs zu einer dekarbonisierten Energieversorgung. PV-Anlagen auf Dächern, in Landwirtschaftsflächen oder als Freiflächenanlagen erzeugen vorwiegend tagsüber Strom, was zu einer starken zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch führen kann. In dicht besiedelten Regionen oder städtischen Gebieten kann die dezentrale Einspeisung von Solarstrom lokal zu Überlastungen im Verteilnetz führen, insbesondere wenn mehrere PV-Anlagen auf kleinem Raum konzentriert sind.

Die Netzkapazität des Verteilnetzes muss daher in diesen Gebieten entsprechend ausgebaut oder angepasst werden, um den gestiegenen Einspeisebedarf zu bewältigen. Hierbei kann der Einsatz von intelligenten Steuerungssystemen, wie Lastmanagement oder dezentraler Netzregelung, helfen, Überspannungen zu vermeiden und die Netzauslastung zu optimieren. Zudem ist die Integration von Speichern als Puffer zwischen Erzeugung und Verbrauch eine vielversprechende Lösung, um überschüssigen PV-Strom für Zeiten niedrigerer Erzeugung zu speichern und so die Netzlast auszugleichen.

Windenergie im Verteilnetz und deren Auswirkungen auf den Verteilnetzausbau

Windenergie stellt eine bedeutende erneuerbare Energiequelle dar, deren Integration in das Verteilnetz mit besonderen Herausforderungen verbunden ist. Windkraftanlagen, insbesondere in Gebieten mit hohem Windpotenzial, erzeugen nicht nur erheblich größere Mengen Strom, sondern auch eine hohe Volatilität der Einspeisung. Diese Unbeständigkeit der Stromerzeugung in Abhängigkeit von Wetterbedingungen führt zu starken Schwankungen in der Stromversorgung, die sich insbesondere auf das Verteilnetz auswirken können.

Die Integration von Windenergie auf der Verteilnetzebene erfordert ein flexibles und reaktionsschnelles Netzdesign, das auf plötzliche Änderungen der Windstromproduktion reagieren kann. Dies bedeutet, dass die Netzsteuerung sowie der Ausbau der Infrastruktur verstärkt auf die Fluktuationen von Windstrom abgestimmt werden müssen. Insbesondere in windreichen Gebieten, in denen Windparks die Erzeugung dominieren, kann die plötzliche Einspeisung von Windstrom zu Spannungsschwankungen und Netzindestabilitäten führen. Der Ausbau von Speichertechnologien und die Entwicklung von übergreifenden Netzregelungsstrategien sind notwendig, um die fluktuierenden Windströme zu stabilisieren und eine bedarfsgerechte Einspeisung ins Verteilnetz zu gewährleisten.

Sonstige Erneuerbare Energien im Verteilnetz und deren Auswirkungen auf den Verteilnetzausbau

Neben Photovoltaik und Windenergie gibt es eine Vielzahl weiterer erneuerbarer Energiequellen, die zunehmend in das Verteilnetz integriert werden. Hierzu zählen unter anderem Biomasse, Geothermie und

Wasserkraft. Auch wenn der Anteil dieser Technologien an der Gesamtproduktion erneuerbarer Energien im Verteilnetz noch gering ist, bieten sie zusätzliche Potenziale für die Netzstabilisierung und die Reduktion von Netzensparungen.

Biomasseanlagen liefern eine eher konstante Stromerzeugung, die sich gut in die bestehende Netzstruktur einfügt, insbesondere wenn sie in Verbindung mit flexiblen Wärmespeichern betrieben werden. Geothermianlagen wiederum können durch ihre kontinuierliche Energieerzeugung eine zuverlässige Quelle für Basislaststrom darstellen, der zur Entlastung des Verteilnetzes beiträgt. Die Integration dieser Technologien ist in der Regel weniger volatil als die von Wind- und Solarenergie, jedoch ist auch hier eine präzise Abstimmung auf das bestehende Netz erforderlich, insbesondere in den Bereichen der Anschlusskapazitäten und der lokalen Netzentlastung.

Die Herausforderung bei der Integration aller erneuerbaren Technologien in das Verteilnetz liegt vor allem in der Notwendigkeit, eine ausbalancierte Mischung aus fluktuierenden und konstanten Quellen zu entwickeln. So können überschüssige fluktuierende Erzeugungen durch konventionelle oder speicherbasierte Lösungen ausgeglichen werden, ohne das Netz durch übermäßige Einspeisungen oder unregelmäßige Lasten zu belasten.

10.2.4 Gasnetztreiber

Die Modellierung im Gassektor für die Musterkommune konzentriert sich auf verschiedene Treiber, die die zukünftige Entwicklung des Gasnetzes beeinflussen. Dabei werden folgende Haupttreiber und ihre möglichen Lösungen betrachtet.

G1: Umwidmung zu Wasserstoff zur Deckung industrieller Bedarfe

Diese Modellierung untersucht die Möglichkeit, Teile des bestehenden Gasnetzes auf Wasserstoff umzustellen, um den Energiebedarf der Industrie zu decken. Dazu wird analysiert, welche potenziellen „Ankerkunden“ in der Musterkommune Interesse an Wasserstoff hätten. Es werden Herausforderungen identifiziert, wie zum Beispiel die technischen Anforderungen an die Umrüstung der Infrastruktur und die notwendigen Schritte für einen reibungslosen Übergang von Methan auf Wasserstoff.

G2: Erhalt von Teilnetzen zum Einsammeln und Verteilen von Biomethan bzw. grünem Methan

Hierbei wird das Potenzial untersucht, bestehende Netzteile für die Verteilung von Biomethan und grünem Methan zu erhalten und gegebenenfalls auszubauen. Die Modellierung umfasst die Bestimmung von Netzabschnitten, die als Kerngebiete für Biomethan genutzt werden könnten, sowie die Analyse der Nachfrage und des Angebots in diesen Regionen.

G3: Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen

Durch die zunehmende Elektrifizierung und den Einsatz von Wärmenetzen wird erwartet, dass Teile des Gasnetzes langfristig überflüssig werden. Die Modellierung umfasst Szenarien zur schrittweisen Stilllegung von Gasnetzabschnitten, insbesondere in Gebieten, in denen alternative Wärmequellen oder Wärmenetze verfügbar sind. Ein Schwerpunkt liegt auf der Kosten-Nutzen-Analyse der Stilllegung und auf den Sanierungsmöglichkeiten für betroffene Infrastruktur.

G4: Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur im Industriegebiet bei gleichzeitigem Erhalt der Methaninfrastruktur

Diese Modellierung untersucht die Möglichkeit, eine parallele Infrastruktur für Wasserstoff in Industriegebieten aufzubauen, während Methan weiterhin in anderen Bereichen des Netzes genutzt wird. Die Analyse umfasst den Aufbau neuer H₂-Netzabschnitte und die Identifizierung von Übergangsstrategien, bis eine vollständige Umstellung auf Wasserstoff möglich ist. Hierbei werden auch Studien zum Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur für Großkunden einbezogen, um die Machbarkeit und die Anforderungen an das Netzwerk zu bewerten.

Insgesamt zielt die Modellierung im Gassektor darauf ab, eine flexible und anpassungsfähige Infrastruktur zu schaffen, die den Übergang von fossilem Methan hin zu nachhaltigen Alternativen wie Wasserstoff und Biomethan ermöglicht. Die verschiedenen Treiber und Modellierungsszenarien sollen aufzeigen, wie das Gasnetz an die sich wandelnden Anforderungen angepasst werden kann und welche Schritte für eine nachhaltige Transformation erforderlich sind.

10.2.4.1 G1: Umwidmung zu Wasserstoff zur Deckung industrieller Bedarfe

Die Abbildung thematisiert die Umwidmung des bestehenden Gasnetzes zur Deckung industrieller Energiebedarfe mit Wasserstoff. Als Treiber wird der Wunsch der Industrie genannt, ihre Energieversorgung zu defossilisieren, da für bestimmte Prozesse eine vollständige Elektrifizierung nicht möglich ist. Wasserstoff soll daher als Energieträger in diesen Bereichen eingesetzt werden. Eine der Herausforderungen besteht darin, dass das bestehende Hochdrucknetz nur teilweise für die Nutzung von Wasserstoff geeignet ist und keine parallele Infrastruktur zur Verfügung steht. Dies bedeutet, dass alle angeschlossenen Abnehmer gleichzeitig auf Wasserstoff umsteigen müssten. Zudem wird darauf hingewiesen, dass Wohngebäude nicht mit Wasserstoff versorgt werden sollen, weshalb eine Netzaufteilung notwendig ist. Die Karte zeigt die geografische Verteilung der Netzbereiche und ihre Zuordnung zu unterschiedlichen Nutzungsarten wie Industrie, Gewerbe und Wohnen, wobei die Hochdruckleitungen hervorgehoben werden. Die Umwidmung erfordert sowohl technische Anpassungen als auch strategische Entscheidungen, um den parallelen Betrieb von Erdgas- und Wasserstoffinfrastrukturen zu vermeiden und die Energieversorgung für verschiedene Sektoren optimal zu gestalten.

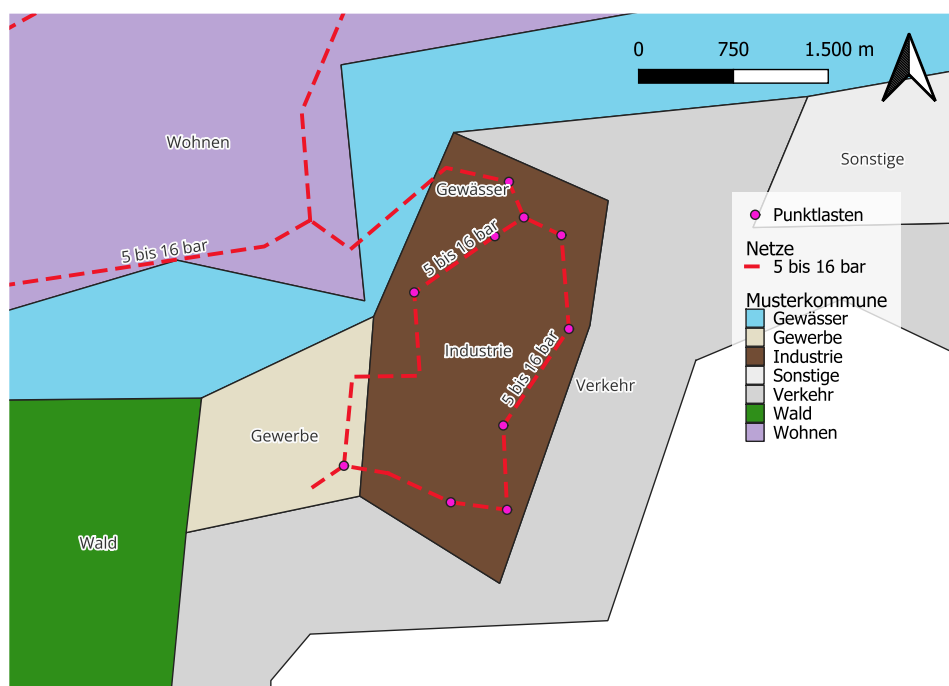


Abbildung 207: Schematische Darstellung eines Gasnetzrings im Industriegebiet in Musterhausen

10.2.4.2 G2: Erhalt von Teilnetzen zum Einsammeln und Verteilen von Biomethan bzw. grünem Methan

Die Abbildung zeigt die geplante Nutzung von Biomethan in Teilnetzen zur Unterstützung der Defossilisierung im ländlichen Raum. Biomethan soll aus lokalen Quellen stammen und in bestehende Gasnetze eingespeist werden, um fossile Energieträger zu ersetzen. Der Treiber hinter dieser Maßnahme ist die Notwendigkeit, die Energieversorgung in ländlichen Gebieten nachhaltiger zu gestalten, indem die bestehende Infrastruktur für erneuerbare Energien genutzt wird. Zu den Herausforderungen zählt die Sicherstellung der kontinuierlichen Verfügbarkeit von Biogas in ausreichender Menge. Das Gasnetz könnte in diesem Prozess isoliert und zu einer sogenannten Insel werden, was die Versorgungsflexibilität einschränken könnte. Außerdem sinkt die Wirtschaftlichkeit des Netzes durch die Sanierung und möglicherweise durch eine abnehmende Anschlussquote, da immer mehr Haushalte auf alternative Wärmequellen wie Wärmepumpen oder Fernwärme umsteigen. Die Karte illustriert die geografische Lage und Verteilung der Netzgebiete, die in diesem Szenario hauptsächlich Gas und Biomethan verwenden. Sie zeigt außerdem die energetischen Stadtraumtypen (EST), wobei deutlich wird, dass die Maßnahmen vor allem in ländlichen Gebieten mit geringer Bebauungsdichte geplant sind. Die Integration von Biomethan in bestehende Netze stellt eine Übergangslösung dar, um die Energiewende in diesen Regionen voranzutreiben, bevor langfristig vollständig auf alternative Technologien umgestellt wird.

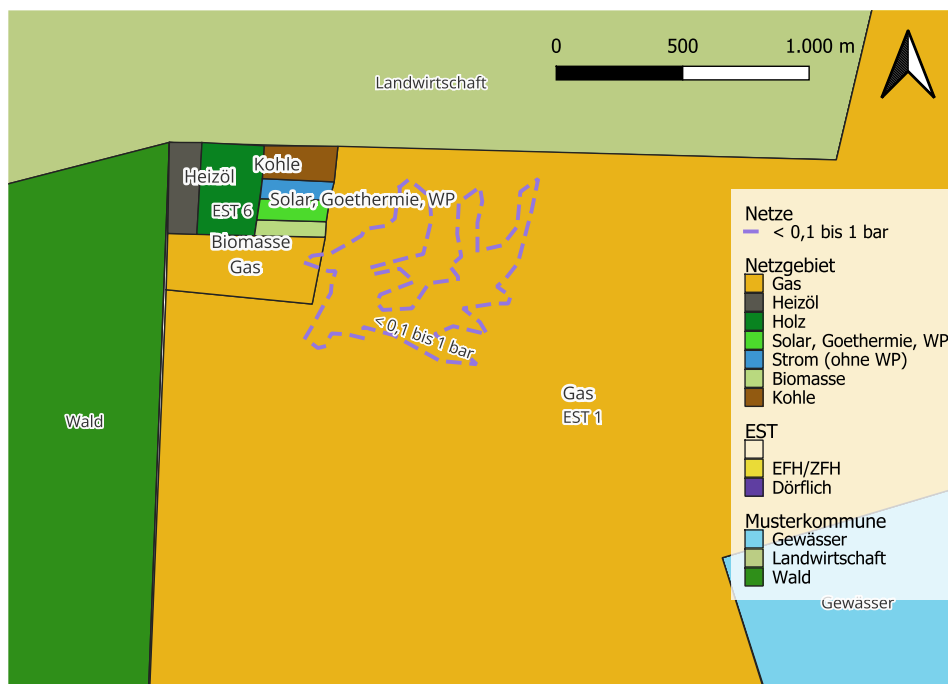


Abbildung 208: Schematische Darstellung eines lokalen Biomethanverteilnetzes

10.2.4.3 G3: Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen

Abbildung 209 beschreibt die Modellierung der Stilllegung von nicht mehr benötigten Netzteilen im Gasnetz der Musterkommune. Treiber dieses Prozesses sind der Technologiewechsel, insbesondere hin zu Wärmepumpen und Wärmenetzen, sowie die energetische Sanierung von Gebäuden. Die Herausforderungen bestehen darin, dass immer weniger Kunden am Gasnetz angeschlossen bleiben, wodurch die Wirtschaftlichkeit des Netzes sinkt. Netzteile können erst stillgelegt werden, wenn alle angeschlossenen Kunden auf alternative Wärmequellen umgestellt wurden.

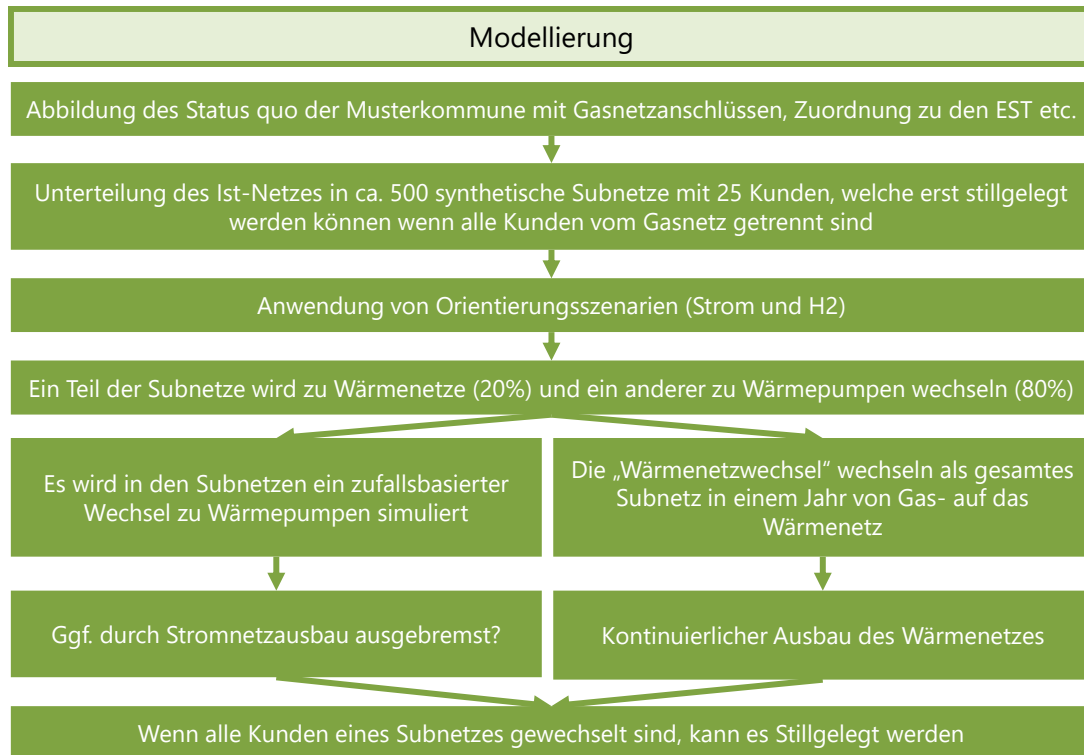


Abbildung 209: Modellierung des Wechsels von Gasnetzkunden zu Wärmepumpen und Wärmenetzen

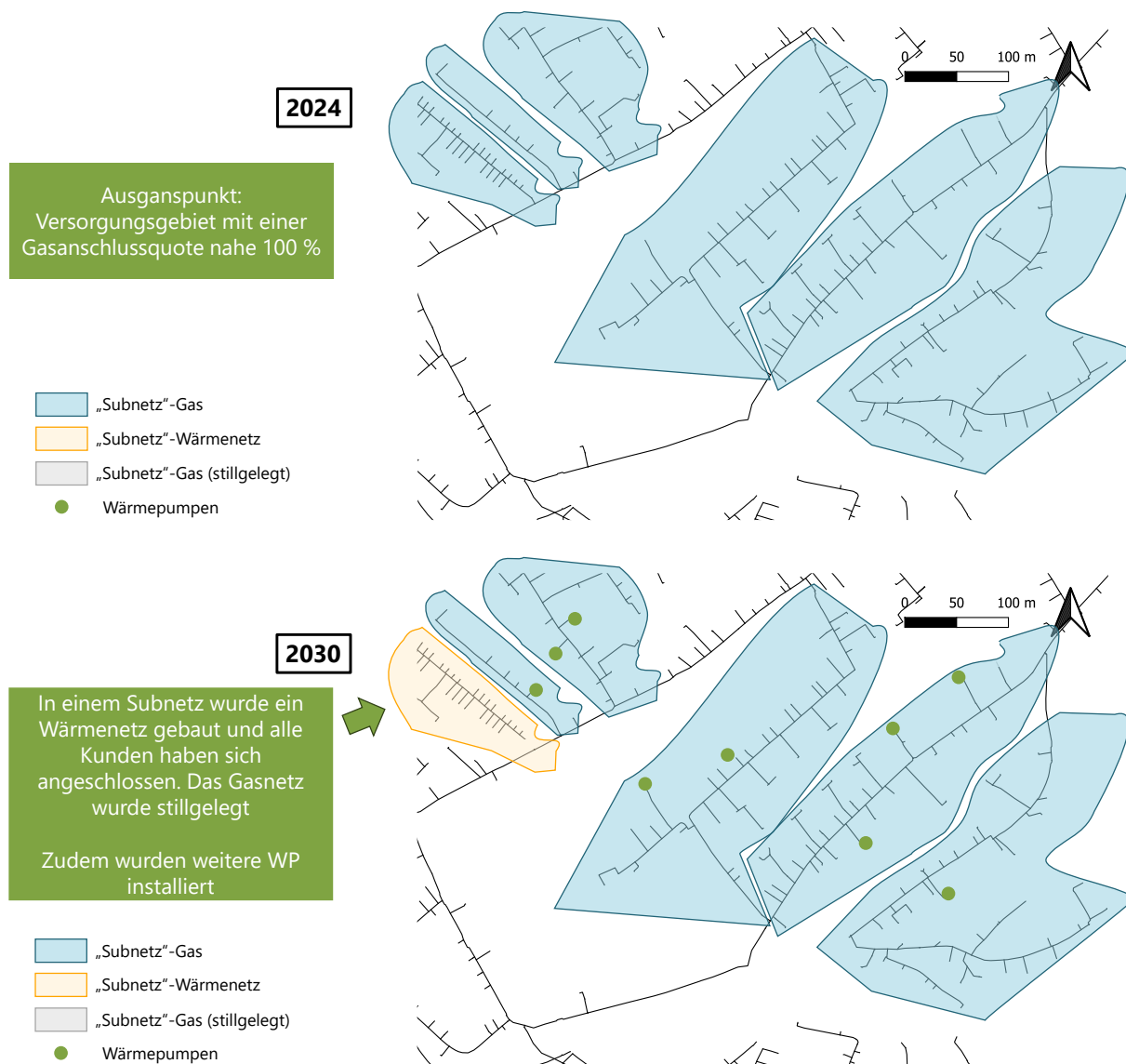
Die Modellierung beginnt mit der Abbildung des Status quo, bei dem die bestehenden Gasnetzanschlüsse den energetischen Stadtraumtypen (EST) zugeordnet werden. Das Netz wird anschließend in etwa 500 synthetische Subnetze mit jeweils 25 Kunden unterteilt. Diese Subnetze können erst dann stillgelegt werden, wenn alle Kunden von Gas auf alternative Wärmequellen wie Wärmenetze oder Wärmepumpen gewechselt haben.

Ein Teil der Subnetze (20 %) wird auf Wärmenetze umgestellt, während der Großteil (80 %) auf Wärmepumpen wechselt. Der Wechsel zu Wärmenetzen erfolgt gebündelt, sodass das gesamte Subnetz in einem Jahr vom Gasnetz auf das Wärmenetz umgestellt wird. In den Subnetzen, die auf Wärmepumpen umgestellt werden, erfolgt ein zufallsbasierter Wechsel der Kunden. Dieser Prozess könnte durch den nachgelagerten Ausbau des Stromnetzes beeinflusst werden, was in der Modellierung berücksichtigt wird.

Sobald alle Kunden eines Subnetzes erfolgreich auf alternative Systeme umgestellt sind, kann das Subnetz vollständig stillgelegt werden. Der kontinuierliche Ausbau der Wärmenetze spielt dabei eine zentrale Rolle, um eine flächendeckende Versorgung und die schrittweise Reduzierung der Abhängigkeit vom Gasnetz zu ermöglichen. Die Modellierung dient dazu, den Übergang zu einer nachhaltigen Wärmeversorgung systematisch und effizient zu gestalten.

Abbildung 210 zeigt die Entwicklung der Gas- und Wärmenetzinfrastruktur in einer Musterkommune von 2024 bis 2045, wobei der Übergang von einem nahezu vollständig durch Gas versorgten Gebiet hin zu einer vollständig auf alternative Wärmequellen umgestellten Kommune veranschaulicht wird. Im Jahr 2024 befindet sich die Kommune in einem Zustand, in dem nahezu alle Haushalte über das bestehende Gasnetz versorgt werden. Die Gebiete, die vom Gasnetz abgedeckt werden, sind in blau dargestellt. Es gibt weder Wärmenetze noch einen nennenswerten Einsatz von Wärmepumpen. Bis zum Jahr 2030 erfolgt in einem Teilgebiet die Errichtung eines Wärmenetzes, das von den ansässigen Kunden vollständig genutzt wird. Dieses Gebiet wird in orange dargestellt. In diesem Subnetz wird das Gasnetz stillgelegt, da alle Kunden auf das Wärmenetz umgestiegen sind. Gleichzeitig wird mit der Installation erster

Wärmepumpen begonnen, die punktuell in weiteren Gebieten auftreten. Im Jahr 2035 erreicht ein weiteres Subnetz eine vollständige Umstellung auf Wärmepumpen, sodass das Gasnetz in diesem Bereich stillgelegt wird. Dieses Subnetz wird grau eingefärbt, um die Stilllegung zu kennzeichnen. Wärmepumpen werden in anderen Teilen der Kommune zunehmend installiert. Bis 2040 wird die Gasversorgung weiter zurückgedrängt. Nur noch wenige Gebäude sind an das Gasnetz angeschlossen, während Wärmenetze und Wärmepumpen zunehmend die Wärmeversorgung übernehmen. Das Gasnetz schrumpft auf wenige aktive Subnetze, die immer stärker in ihrer Funktion begrenzt sind. Im Jahr 2045 wird der vollständige Übergang abgeschlossen. Alle Subnetze erreichen entweder eine Wärmepumpenquote von 100 % oder werden vollständig durch Wärmenetze versorgt. Das gesamte Gasnetz wird stillgelegt, und es gibt keine aktive Gasversorgung mehr in der Kommune. Die ehemalige Gasinfrastruktur wird entweder zurückgebaut oder außer Betrieb genommen, was durch die graue Darstellung der Subnetze symbolisiert wird. Diese Entwicklung zeigt den schrittweisen Ausstieg aus der Gasversorgung zugunsten nachhaltigerer Alternativen wie Wärmepumpen und Wärmenetze. Sie verdeutlicht den Prozess einer geordneten Transformation, bei der die vorhandene Infrastruktur schrittweise ersetzt wird, ohne die Wärmeversorgungssicherheit der Bevölkerung zu gefährden.



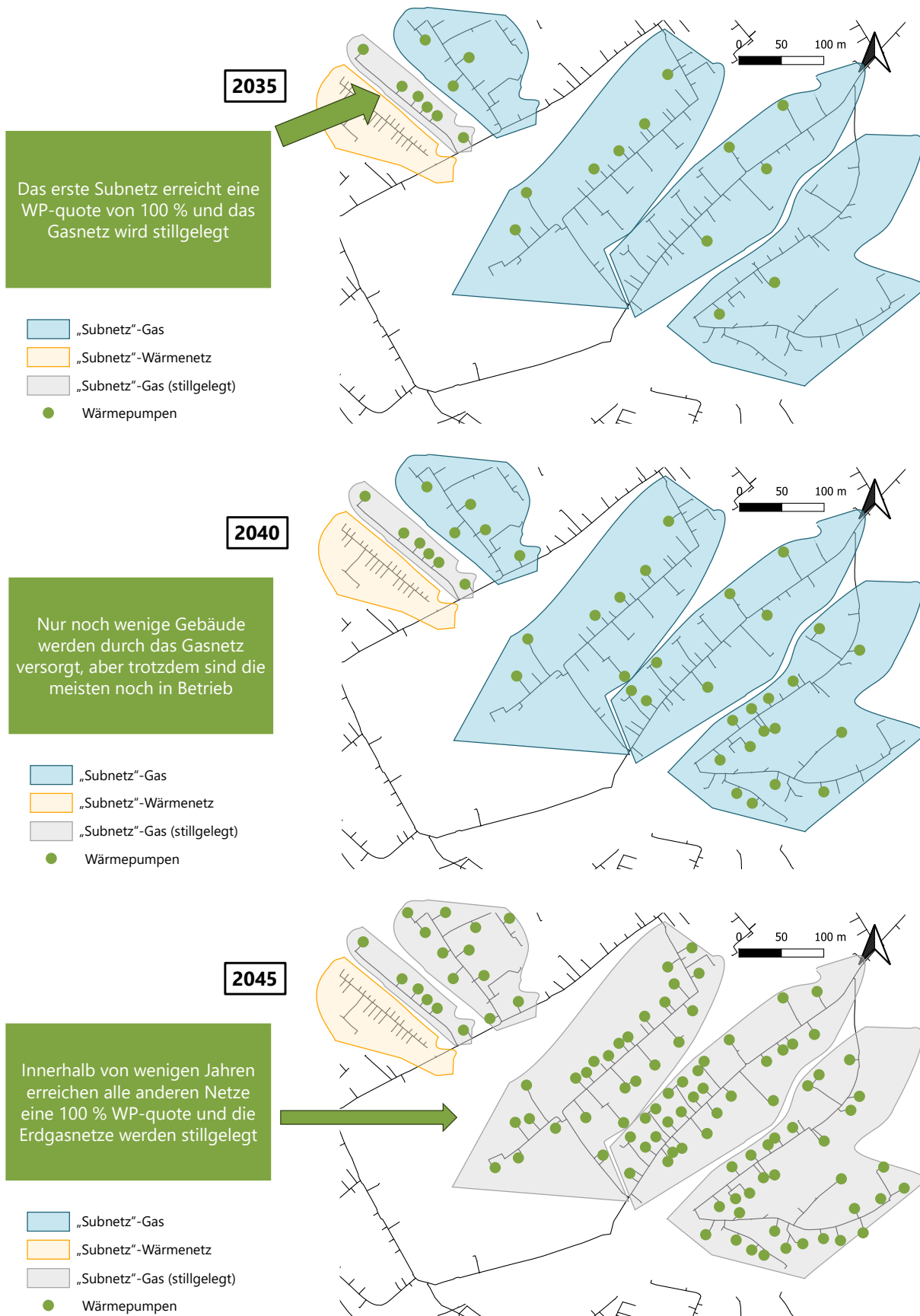


Abbildung 210: Visualisierung des Wechsels von Gasnetzkunden zu Wärmepumpen und Wärmenetzen

10.2.4.4 G4: Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur im Industriegebiet bei gleichzeitigem Erhalt der Methaninfrastruktur

Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in einem Industriegebiet bei gleichzeitigem Erhalt der Methaninfrastruktur stellt eine komplexe Herausforderung dar. Einerseits müssen bestehende Methanleitungen und -anlagen weiterhin zuverlässig betrieben werden, andererseits erfordert die Integration von Wasserstoff neue technische, sicherheitstechnische und regulatorische Anpassungen. Eine zentrale Herausforderung besteht in der Materialverträglichkeit, da viele bestehende Gasleitungen, Ventile und Verdichter nicht für den Transport von Wasserstoff ausgelegt sind. Zudem müssen Sicherheitsstandards angepasst werden, da Wasserstoff aufgrund seiner hohen Diffusionsfähigkeit und Zündempfindlichkeit andere Anforderungen als Methan stellt. Ein weiteres Problem ist die Netzintegration, da Wasserstoff eine andere Energieflussdynamik aufweist und eine separate oder teilweise umgerüstete Infrastruktur benötigt. Hinzu kommen regulatorische Herausforderungen, da bestehende Gasnetzbetreiber auf den Erhalt der Methaninfrastruktur angewiesen sind, während gleichzeitig Investitionen in eine neue Wasserstoffversorgung finanziert werden müssen.

Mögliche Lösungsansätze beinhalten die schrittweise Integration von Wasserstoff durch Beimischung in bestehende Methanetze, wodurch erste Erfahrungen gesammelt und Infrastrukturen langsam angepasst werden können. Eine parallele Infrastruktur könnte aufgebaut werden, indem bestehende Leitungen für Wasserstoff umgerüstet und neue Leitungen speziell für Wasserstoff installiert werden. Technische Maßnahmen wie die Nutzung von wasserstoffresistenten Materialien, die Umrüstung von Verdichtern und Ventilen sowie die Implementierung verbesserter Sicherheitssysteme sind essenziell. Zudem könnte die Entwicklung von Wasserstoff-Hubs in Industriegebieten helfen, lokale Produktions- und Verbrauchsstrukturen zu etablieren, wodurch Transportanforderungen minimiert und die Infrastruktur effizient genutzt werden kann. Eine enge Abstimmung zwischen Industrie, Netzbetreibern und Gesetzgebern ist erforderlich, um regulatorische Rahmenbedingungen zu schaffen, die sowohl den Erhalt der Methaninfrastruktur als auch den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft ermöglichen.

10.2.5 Wärmenetztreiber

W1: Auf- und/oder Ausbau der Wärmenetze als Kernelement der Wärmewende

Dieser Treiber analysiert die Errichtung und Erweiterung von Wärmenetzen als zentrale Maßnahme für eine nachhaltige Wärmeversorgung. Ein Beispielquartier wird untersucht, um den Aufbau eines Nahwärmenetzes zu modellieren und die notwendigen Investitionen sowie die technischen Herausforderungen zu identifizieren. Der Ausbau der Wärmenetze wird dabei als Schlüssel zur Reduktion fossiler Brennstoffe in der Wärmeversorgung betrachtet.

W2: Erschließung erneuerbarer Wärmequellen

Hierbei wird die Verfügbarkeit verschiedener erneuerbarer Wärmequellen wie Geothermie, Solarthermie, und Abwärme analysiert. Die Modellierung vergleicht regionale Unterschiede in der Verfügbarkeit dieser Wärmequellen und deren Potenzial zur Integration in die Wärmenetze. Ziel ist es, eine diversifizierte und nachhaltige Wärmeversorgung aufzubauen, die auf lokal verfügbaren, erneuerbaren Quellen basiert.

W3: Gebiete, in denen Wärmenetze technisch möglich, aber nicht wirtschaftlich sind

In dieser Modellierung werden Stadtgebiete identifiziert, in denen Wärmenetze technisch realisierbar, aber aus wirtschaftlicher Sicht unattraktiv sind. Die Analyse erfolgt auf Basis der energetischen Stadtraumtypen (EST) und umfasst eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen in bestimmten

Quartieren. Dabei werden alternative Wärmeversorgungslösungen für solche Gebiete in Erwägung gezogen.

W4: Auf-/Ausbau von Wärmenetzen bei Weiterbetrieb des Gasnetzes in Wohngebieten bis zur vollständigen Umstellung

Dieser Treiber untersucht Szenarien, in denen Wärmenetze parallel zum bestehenden Gasnetz betrieben werden, um eine allmähliche Umstellung auf erneuerbare Wärmequellen zu ermöglichen. Hierbei wird insbesondere der Einsatz von Hybrid-Wärmepumpen in Kombination mit Gasheizungen analysiert. Ziel ist es, den Übergang von fossilen zu erneuerbaren Energien zu unterstützen und gleichzeitig die Wärmeversorgungssicherheit in der Übergangszeit zu gewährleisten.

Zusätzlich zeigt die Modellierung eine potenzielle Reduktion des Gesamtwärmebedarfs durch Gebäudesanierungen und den Einsatz von Umweltwärme. Laut den Langfristszenarien könnte die Sanierung den Wärmebedarf um ca. 34 % reduzieren, während die Nutzung von Umweltwärme den Bedarf an zu liefernder Energie um weitere 44 % senken könnte. Diese Maßnahmen verringern die Menge der benötigten Leitungsinfrastruktur und entlasten das Wärmenetz erheblich.

Insgesamt ist es das Ziel dieser Modellierung, eine robuste und nachhaltige Wärmestrategie zu entwickeln, die den Übergang zu einer kohlenstoffarmen Wärmeversorgung fördert, indem sie sowohl zentrale als auch dezentrale, erneuerbare Wärmequellen integriert.

10.2.5.1 W1: Auf- und/oder Ausbau der Wärmenetze als Kernelement der Wärmewende

Die Betrachtung des Auf- und Ausbaus von Wärmenetzen zeigt ihre zentrale Rolle in der Wärmewende. Dabei werden in einem strukturierten Ablauf Planung, Bau und Betrieb der Netze dargestellt. Die Planung umfasst Bedarfsanalysen, Machbarkeitsstudien und Genehmigungsverfahren. Im Bauprozess sind die Ausschreibung, die Vergabe sowie der Aufbau der Infrastruktur und die Inbetriebnahme wesentliche Schritte. Im Betrieb stehen Überwachung, Wartung, Anpassung und Evaluierung der Netze im Fokus. Herausforderungen betreffen vor allem die hohen Investitionskosten und langen Amortisationszeiten, die Integration erneuerbarer Energien und Wärmespeicherung sowie die Akzeptanz in der Bevölkerung, die für hohe Anschlussquoten wichtig ist. Zudem gibt es Unsicherheiten in Bezug auf Rahmenbedingungen und die langfristige Wirtschaftlichkeit der Netze.

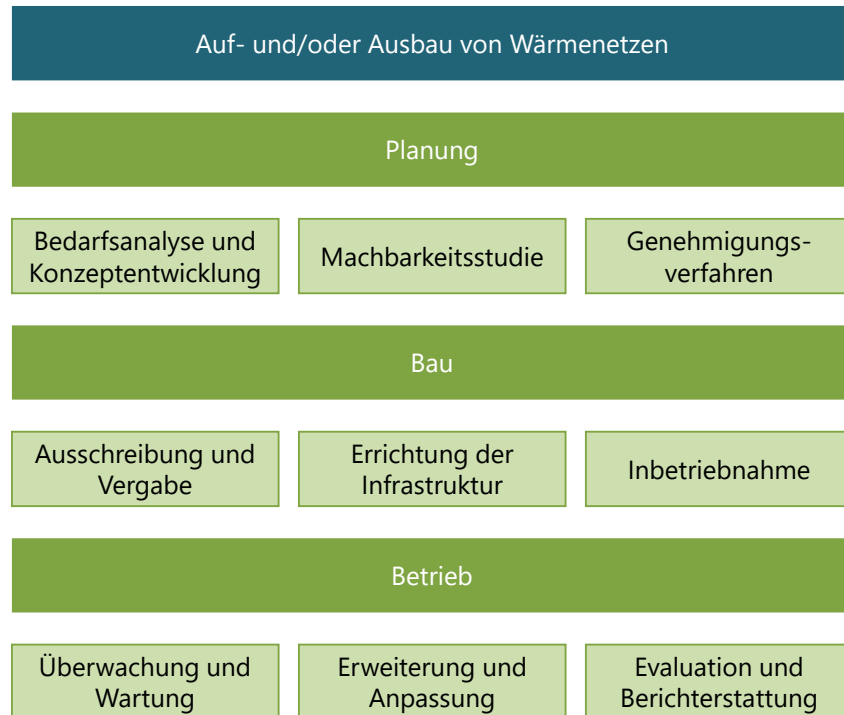


Abbildung 211: Aspekte des Auf- und/oder Ausbaus von Wärmenetzen

In der Verteilung der Wärmenetzanteile auf die energetischen Stadtraumtypen (EST) zeigen sich Unterschiede je nach Szenario. Im Elektronenszenario sind Wärmenetze in dichter bebauten Gebieten wie Altstadt oder Innenstadt stärker vertreten, während im Molekülszenario ein höherer Anteil erneuerbarer Energien wie Biomasse oder Solarthermie berücksichtigt wird. Die Darstellung verdeutlicht, wie spezifische Gegebenheiten der ESTs die Wahl der Wärmeversorgung beeinflussen. Die Analyse macht klar, dass die Ausbaustrategie von Wärmenetzen auf die individuellen Charakteristika der Gebiete angepasst werden muss, um eine effiziente und nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen.

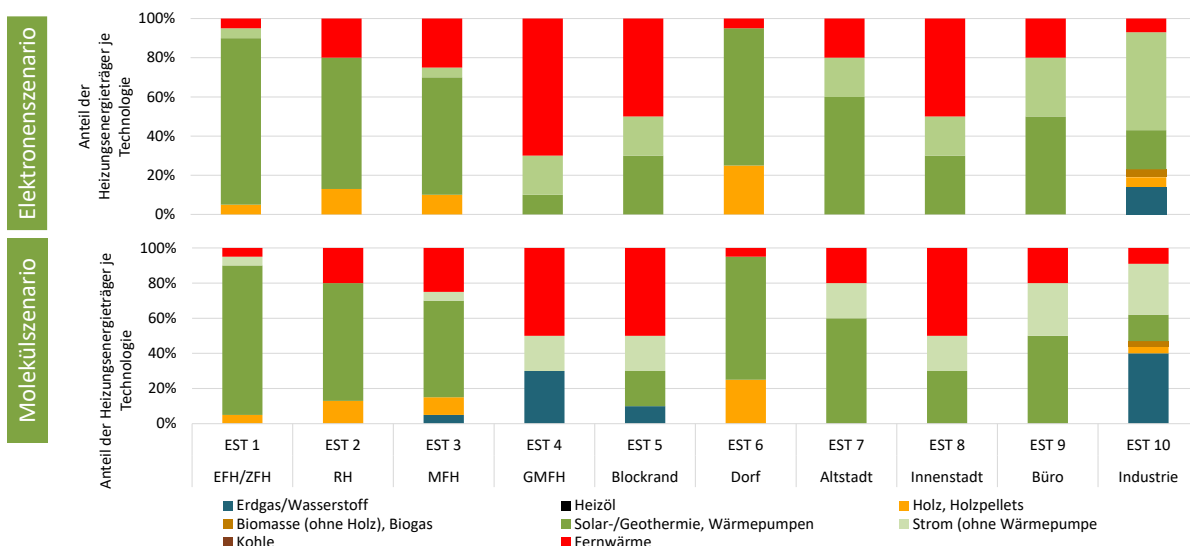


Abbildung 212: Verteilung der Energieträger je Szenario je Energetischem Stadtraumtyp in Musterhausen

In Musterhausen könnten auch Hybridheizungen, die Gas-Brennwerttechnik mit Wärmepumpen kombinieren, insbesondere für größere Gebäude eine sinnvolle Option darstellen. Diese Systeme nutzen die

Vorteile beider Technologien: Die Wärmepumpe deckt den Grundwärmebedarf effizient ab, während die Gasheizung bei Spitzenlasten oder niedrigen Außentemperaturen zusätzliche Wärme liefert.

Ein wesentlicher Vorteil dieser Kombination liegt in der Flexibilität und Versorgungssicherheit. Durch die Integration zweier Wärmeerzeuger kann das System je nach Bedarf und Außentemperatur den effizientesten Betriebsmodus wählen, was die Versorgungssicherheit erhöht. Zudem reduziert der Einsatz der Wärmepumpe den Gasverbrauch und somit auch die CO₂-Emissionen, was zu einer umweltfreundlicheren Wärmeversorgung führt. Für den Einbau von Wärmepumpen innerhalb eines Hybridsystems stehen staatliche Förderprogramme zur Verfügung, die die Investitionskosten senken können.

Allerdings sind die Anschaffung und Installation einer Hybridheizung aufgrund der doppelten Technik kostenintensiver als bei monovalenten Systemen. Der Einbau beider Systeme erfordert mehr Raum, was insbesondere in bestehenden Gebäuden zu Herausforderungen führen kann. Zudem bedeuten zwei Heizsysteme auch einen höheren Wartungsaufwand und potenziell höhere Betriebskosten.

Langfristig ist zu beachten, dass die Klimaneutralität einer solchen Hybridheizung nur erreicht werden kann, wenn der Gasanteil durch erneuerbare Gase wie Biogas oder synthetisches Methan gedeckt wird. Dies setzt jedoch voraus, dass diese alternativen Brennstoffe in ausreichender Menge und zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar sind.

Für größere Gebäude bietet die Hybridheizung den Vorteil, dass sie den hohen Wärmebedarf flexibel decken kann. Allerdings ist der Einsatz von zwei Heiztechnologien mit erhöhten Investitions- und Betriebskosten verbunden. Daher sollten vor der Entscheidung für ein solches System eine genaue Wirtschaftlichkeitsanalyse und die Berücksichtigung zukünftiger Energiepreisentwicklungen durchgeführt werden.

10.2.5.2W2: Erschließung erneuerbarer Wärmequellen

Die Erschließung erneuerbarer Wärmequellen ist ein wesentlicher Treiber für die Defossilisierung von Wärmenetzen und deren Ausbau. Erneuerbare Quellen wie Geothermie, Solarthermie oder Abwärme aus der Industrie spielen dabei eine zentrale Rolle. Derzeit ist jedoch die Nutzung solcher Wärmequellen noch nicht flächendeckend verbreitet und beschränkt sich weitgehend auf Pilot- und geplante Projekte. Dies stellt eine bedeutende Herausforderung dar, insbesondere im Hinblick auf die praktische Umsetzung und die wirtschaftliche Rentabilität solcher Vorhaben. Abbildung 213 zeigt das Potenzial verschiedener erneuerbarer Wärmequellen in Deutschland. Umgebungsluft bietet dabei das größte Potenzial, gefolgt von geothermischen Anwendungen und Gewässerthermie. Abwärmequellen wie industrielle Prozesse oder Kläranlagen tragen ebenfalls zur Wärmeversorgung bei, wenn auch in geringerem Maße. Die Erschließung dieser Potenziale ist essenziell, um die Wärmewende voranzutreiben und eine nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen.

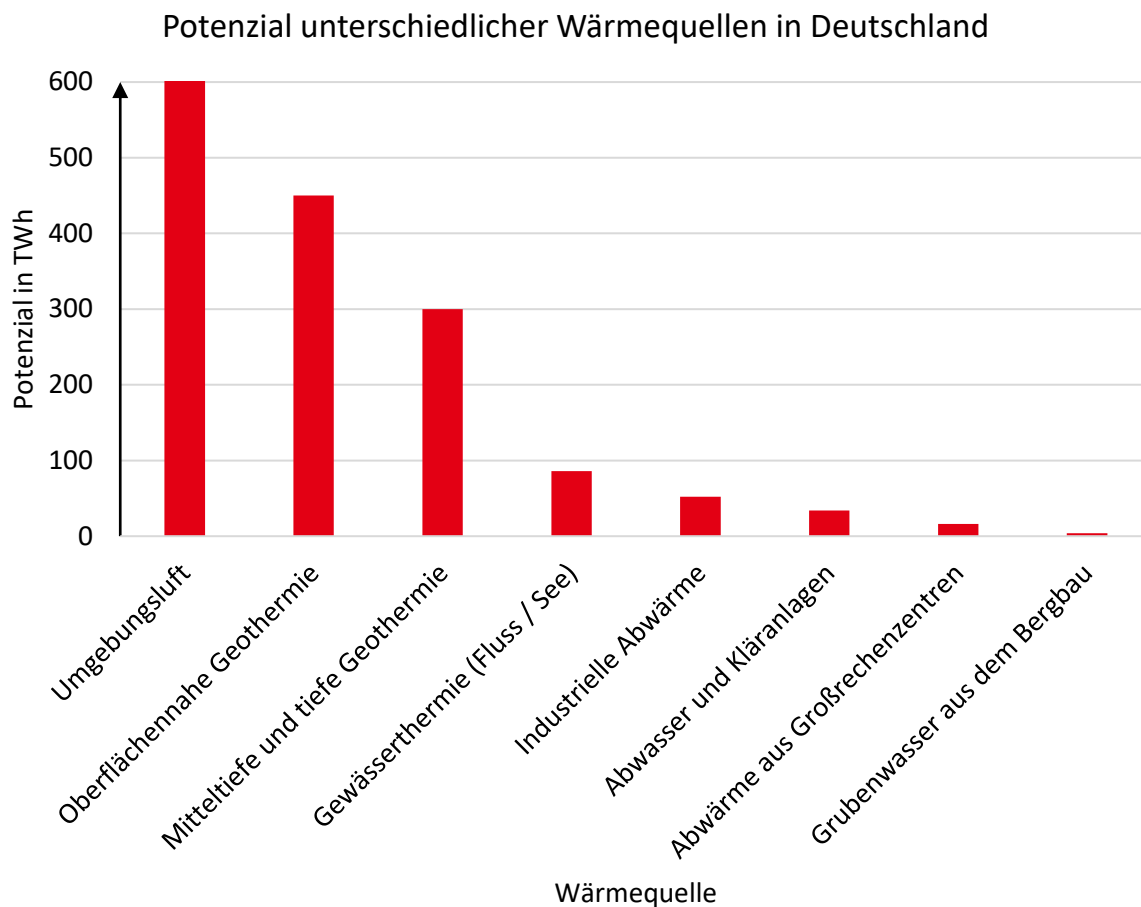


Abbildung 213: Potenzial von unterschiedlichen Wärmequellen in Deutschland [Umweltbundesamt]

Die Abbildungen thematisieren die Wirtschaftlichkeit verschiedener erneuerbarer Wärmequellen im Vergleich zu konventionellen Technologien wie Erdgas-BHKW. Erdgas-BHKW zeichnen sich durch niedrige Kapitalkosten aus, haben jedoch hohe Betriebs- und Energiekosten. Gleichzeitig generieren sie signifikante Stromerlöse, die die Gesamtkosten teilweise kompensieren können. Erneuerbare Wärmequellen wie Solarthermie und Geothermie weisen hohe Kapitalkosten auf, profitieren jedoch von niedrigen Betriebs- und Energiekosten, was sie langfristig wirtschaftlich attraktiver macht. Biomasse-Heizwerke, die mit Stroh oder Holzhackschnitzeln betrieben werden, zeigen moderate Kosten sowohl im Kapital- als auch im Betriebsbereich. Elektrische Wärmepumpen bieten sehr niedrige Energiekosten, wenn sie mit Eigenstrom betrieben werden, während der Bezug von Netzstrom die Wärmegestehungskosten erhöht.

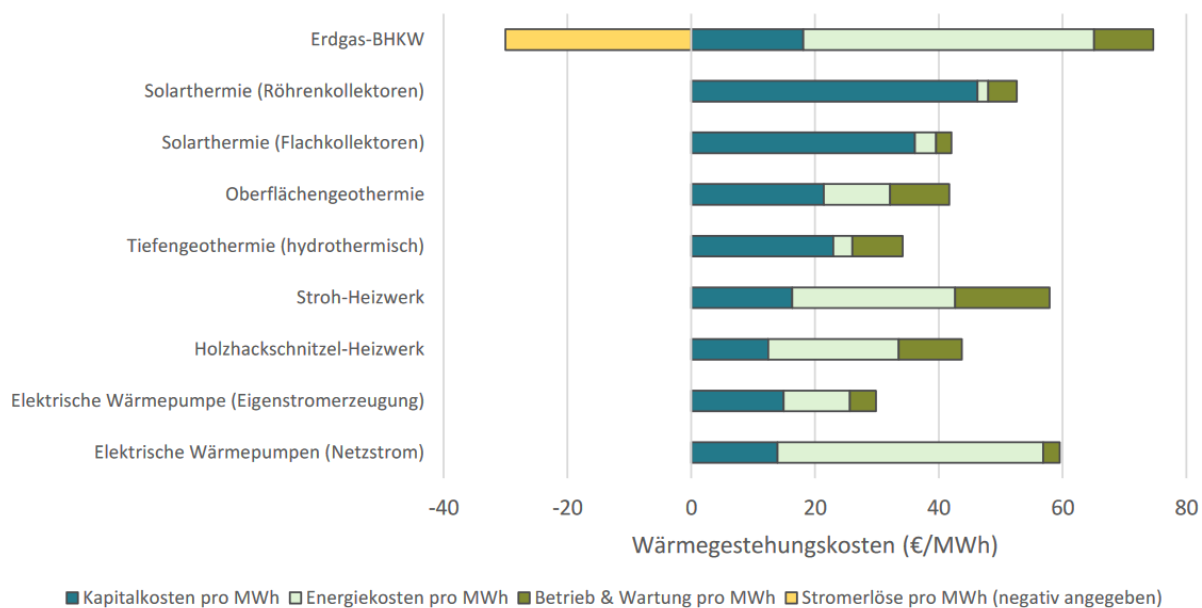


Abbildung 214: Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Wärmeerzeuger [Umweltbundesamt]

Abbildung 215 hebt die Rolle von Fördermaßnahmen hervor, die die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Technologien stark verbessern können. Technologien wie Solarthermie, Geothermie und Biomasse profitieren erheblich von Förderungen, wodurch ihre Wärmegestehungskosten signifikant reduziert werden. Auch bei Erdgas-BHKW senken Fördermaßnahmen die Kosten deutlich, was politische Anreize zur Nutzung effizienter BHKW unterstreicht. Elektrische Wärmepumpen bleiben bei Nutzung von Netzstrom relativ teuer, wobei Förderungen insbesondere bei eigenstrombasierten Systemen einen signifikanten Unterschied machen können. Insgesamt zeigen die Abbildungen, dass Fördermaßnahmen entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Wärmequellen gegenüber fossilen Energieträgern sind.

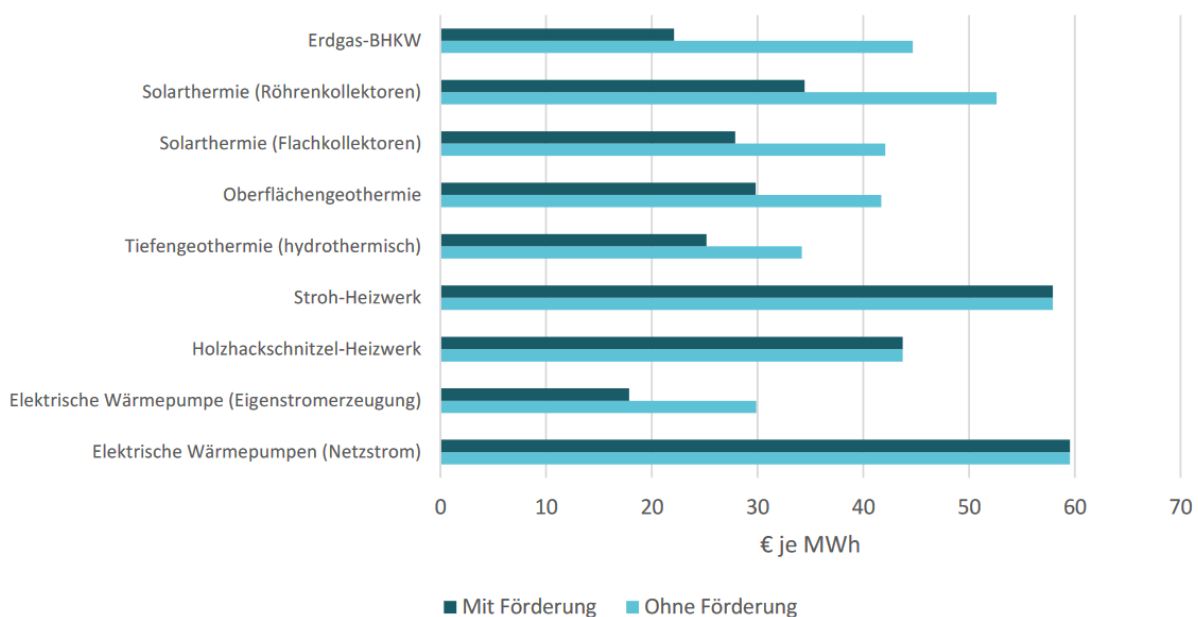


Abbildung 215: Wärmegestehungskosten mit und ohne Förderung [Umweltbundesamt]

10.2.5.3 W3: Gebiete, in denen Wärmenetze technisch möglich, aber nicht wirtschaftlich sind

Die Abbildungen thematisieren die Möglichkeit der Nutzung von Wärmenetzen in dicht bebauten Gebieten, zeigen aber auf, dass dies häufig mit wirtschaftlichen Herausforderungen verbunden ist. Wärmenetze stellen neben Wärmepumpen eine vielversprechende Option zur Defossilisierung der Wärmeversorgung dar. Allerdings erfordert ihr Aufbau einen hohen technischen und finanziellen Aufwand, insbesondere durch die notwendige Verlegung von Leitungen in engen städtischen Gebieten, die oft mit großen baulichen Eingriffen einhergeht. Auch die Integration erneuerbarer Energiequellen wie Geothermie oder Solarthermie stellt eine wirtschaftliche Herausforderung dar, da die Kapitalkosten oft hoch sind und geeignete Flächen begrenzt verfügbar sind.

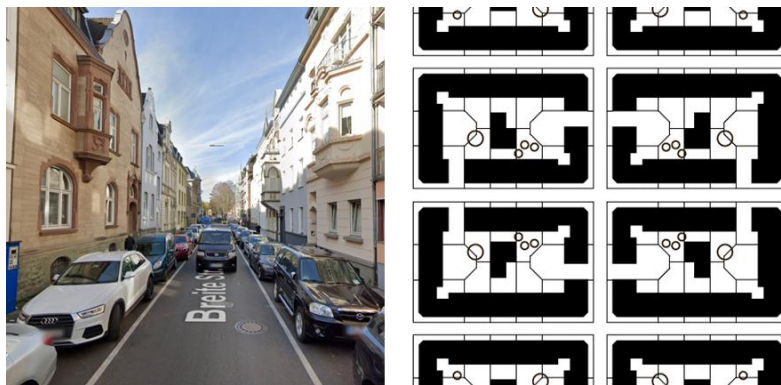


Abbildung 216: Beispiel für die Herausforderung in enger Blockrandbebauung

Die Abbildungen verdeutlichen zudem, dass in bestimmten städtischen Quartieren weder Wärmenetze noch Wärmepumpen wirtschaftlich oder technisch umsetzbar sein könnten. Gründe dafür sind die fehlende Verfügbarkeit von geeigneten Wärmequellen, Platzmangel für oberflächennahe Geothermie oder die schwierige Integration von Abwärme aus industriellen oder gewerblichen Prozessen. Die Grafik zeigt exemplarisch, dass beispielsweise Blockrandbebauungen in Städten oft keine optimalen Bedingungen für die Nutzung von Wärmenetzen bieten.

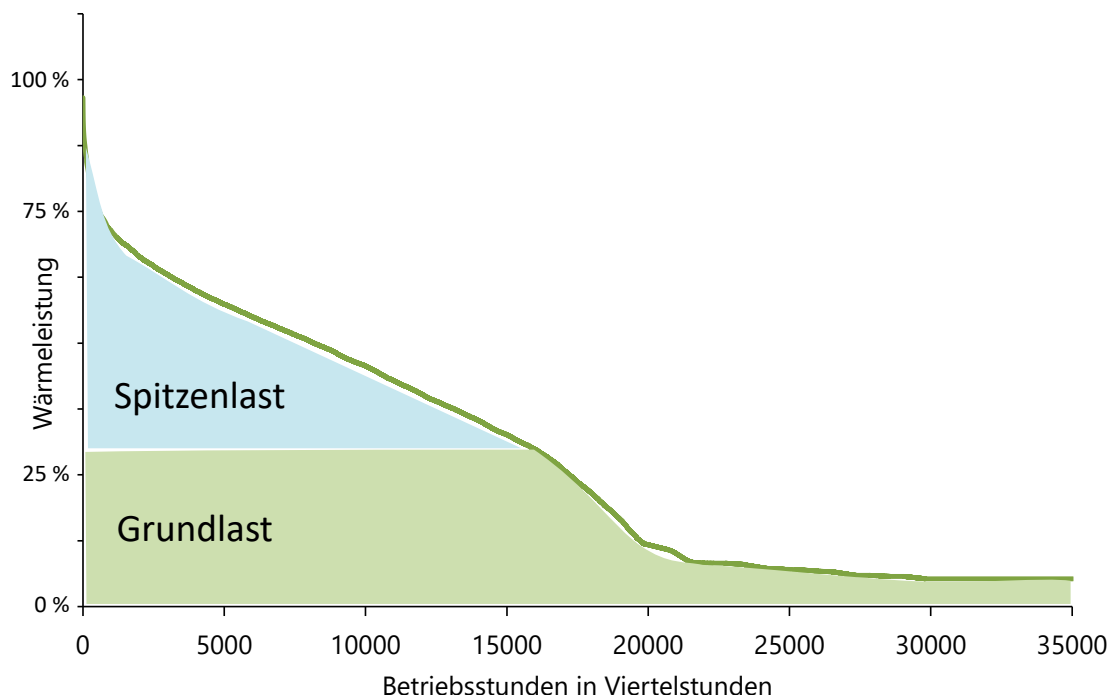


Abbildung 217: Schematische Jahresdauerlinie von Wärmeverbrauchssystemen

Eine alternative Lösung könnte in Hybrid-Wärmepumpen liegen, die mit einem Spitzenkessel betrieben werden und bis 2045 schrittweise auf 100 % erneuerbare Energien umgestellt werden könnten. Diese Ansätze könnten die Belastung für Strom- und Gasnetze verringern und die Stilllegung fossiler Infrastrukturen beschleunigen. Dennoch bleibt die Herausforderung bestehen, wirtschaftliche Lösungen für Wärmeversorgungssysteme in stark bebauten Gebieten zu entwickeln, da viele der aufgeführten erneuerbaren Wärmequellen entweder punktuell verfügbar oder technisch schwer umsetzbar sind.

Es stehen in dicht bebauten Städten kaum Wärmequellen zur Verfügung



Umgebungsluft

Herausforderung: Hohe Schallemissionen



Oberflächennahe Geothermie

Herausforderung: Wenig Platz



Gewässerthermie (Fluss / See)

Herausforderung: Oft nicht nah genug oder nicht genug Wärmepotenzial



Mitteltiefe und tiefe Geothermie

Herausforderung: Wenig Platz und oft unbekannte Bodenbeschaffenheit



Industrielle Abwärme

Herausforderung: Oft nicht verfügbar oder nicht gesichert verfügbar



Abwasser und Kläranlagen

Herausforderung: reicht nur um einige Prozent von Wärmenetzen zu versorgen



Abwärme aus Großrechenzentren

Herausforderung: Nur punktuell verfügbar



Solarthermie (Freifläche)

Herausforderung: Nur unterstützend und wenig verfügbare Freiflächen

Abbildung 218: Herausforderungen von klimaneutralen Wärmequellen in Städten

10.2.5.4 W4: Auf-/Ausbau von Wärmenetzen bei Weiterbetrieb des Gasnetzes in Wohngebieten bis zur vollständigen Umstellung

Die Abbildung thematisiert den parallelen Aufbau von Wärmenetzen zu bestehenden Gasnetzen bis zur vollständigen Umstellung der Energieversorgung. Als Treiber wird hervorgehoben, dass Wärmenetze

häufig in Gebieten gebaut werden, in denen bereits Gasinfrastruktur vorhanden ist. Dies ermöglicht eine schrittweise Transformation, da bestehende Gasnetze zunächst weiterhin genutzt werden können. Eine der zentralen Herausforderungen ist der Platzbedarf für die Verlegung neuer Leitungen. Straßenräume, in denen bereits Gasleitungen verlaufen, bieten oft nur begrenzten zusätzlichen Raum, was den Bau neuer Wärmenetze erschwert. Ein weiterer wesentlicher Aspekt sind die hohen Kosten für den Netzbetrieb während der Transformationsphase. Diese entstehen, weil sowohl das Gas- als auch das Wärmenetz parallel betrieben werden müssen, bis alle Kunden in einem Gebiet auf das Wärmenetz umgestellt sind. Erst nach der vollständigen Umstellung kann das Gasnetz stillgelegt werden, was die Wirtschaftlichkeit und die Effizienz des Projekts erhöht. Die Transformation erfordert nicht nur technische und finanzielle Ressourcen, sondern auch eine koordinierte Planung, um die Herausforderungen im Straßenraum zu bewältigen und sicherzustellen, dass die neue Infrastruktur langfristig nachhaltig betrieben werden kann.



Abbildung 219: Beispielhafte Visualisierung von Tiefbau in Wohngebieten [QUELLE DALL-E]

10.2.6 Spartenspezifische Synergien und spartenübergreifende Herausforderungen

Die Strom-, Gas- und Wärmenetze sind zunehmend miteinander verflochten und teilen sich eine Vielzahl technischer Treiber und Herausforderungen, die sektorenübergreifend betrachtet werden müssen. Diese Faktoren beeinflussen die Planung, den Ausbau und den Betrieb der verschiedenen Netze und haben direkte Auswirkungen auf die Energiewende:

Stark steigender Bedarf an Tiefbauarbeiten

Der gleichzeitige Ausbau von Strom- und Wärmenetzen sowie die potenzielle Stilllegung bzw. die Umwidmung von Gasnetzen erfordert umfangreiche Tiefbauarbeiten, um neue Leitungen zu verlegen, bestehende Infrastruktur zu modernisieren und neue Technologien zu integrieren (z. B. Stromleitungen für Wärmepumpen oder Gasleitungen für Wasserstoffnetze). Der steigende Energiebedarf und die Dekarbonisierungsziele führen zu einem erheblichen Ausbaubedarf in allen Netzen und die gleichzeitige Durchführung umfangreicher Tiefbauprojekte zu langwierigen Bauvorhaben, die in dicht besiedelten oder infrastrukturell komplexen Gebieten schwer umsetzbar sind. Zudem verursacht dies hohe Kosten und erfordert erhebliche personelle und materielle Ressourcen. Engpässe bei Bauunternehmen und Fachkräften können zu

Verzögerungen führen. Zudem belasten diese Arbeiten die städtische Infrastruktur und den Verkehr, was zu Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung führen kann.

Herausforderungen bei der Erlangung von Aufbruchgenehmigungen

Für die Verlegung von Leitungen in öffentlichen Straßen oder auf privatem Grund sind Aufbruchgenehmigungen erforderlich, die von lokalen Behörden oder Eigentümern erteilt werden. Der zunehmende Bedarf an Infrastrukturprojekten führt zu einer starken Nachfrage nach solchen Genehmigungen. Der Prozess, solche Genehmigungen zu erhalten, ist oft zeitaufwendig und bürokratisch. In vielen Fällen kommt es zu Verzögerungen, die die Fertigstellung von Infrastrukturprojekten behindern. Zudem sind verschiedene Stakeholder involviert, was die Abstimmung zwischen Kommunen, Netzbetreibern und Bauunternehmen verkompliziert.

Zunehmende Komplexität durch notwendige Koordination

Die gleichzeitige Planung und der Ausbau von Strom-, Gas- und Wärmenetzen erfordern eine engere Koordination zwischen den Netzbetreibern, um Überschneidungen, Verzögerungen und doppelte Arbeiten zu vermeiden. Dies gilt besonders in dicht besiedelten oder urbanen Gebieten, in denen mehrere Netze parallel modernisiert oder erweitert werden müssen. Die Koordination zwischen den unterschiedlichen Netzbetreibern und den involvierten Kommunen und Behörden wird zunehmend komplexer, da unterschiedliche Interessen, technische Anforderungen und Zeitpläne berücksichtigt werden müssen. Ein fehlendes, übergreifendes Planungsorgan oder die mangelnde Abstimmung zwischen den Akteuren kann zu ineffizienten Bauprojekten und unnötigen Kosten führen. Zudem können Infrastrukturprojekte anderer Sektoren, wie Verkehr oder Telekommunikation, den Ausbau der Energienetze beeinträchtigen.

Zusätzliche Anforderungen durch neue gesetzliche Vorgaben

Neue gesetzliche Vorgaben zur Dekarbonisierung, Effizienzsteigerung und Klimaneutralität setzen zusätzliche Anforderungen an alle Energiesektoren. Dazu gehören strengere CO₂-Emissionsgrenzen, der Ausbau erneuerbarer Energien und Vorgaben zur Integration neuer Technologien wie Wasserstoff oder smarter Netzsteuerung. Die Netze müssen gleichzeitig auf verschiedene gesetzliche Anforderungen reagieren, die teils sehr spezifisch für einzelne Sparten sind (z. B. Wasserstoffintegration im Gasnetz, EE-Strom in Wärmenetzen). Das Einhalten dieser Vorgaben führt zu technischen Anpassungen, erhöhten Investitionskosten und einem komplexeren Betriebsmanagement. Es gibt zudem Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Gesetzgebung, was langfristige Planungen erschwert.

Ungewissheit über zukünftige technologische Entwicklungen

Die Energiewende ist von zahlreichen technologischen Innovationen abhängig, wie etwa der Entwicklung von Wasserstoffnetzen, der Elektrifizierung von Wärmeversorgungssystemen, neuen Speichertechnologien oder smarter Netzinfrastruktur. Die langfristigen technologischen Trends sind jedoch schwer vorherzusagen. Diese Unsicherheit stellt die Netzbetreiber vor die Herausforderung, Investitionen in Infrastrukturen zu tätigen, die möglicherweise in Zukunft nicht mehr benötigt oder technisch veraltet sein könnten. Die Wahl der richtigen Technologien ist daher entscheidend, um Fehlinvestitionen zu vermeiden und die Flexibilität für zukünftige Entwicklungen zu bewahren.

Frage der Durchsetzung von Hybrid-Wärmepumpen

Hybrid-Wärmepumpen, die sowohl elektrische Energie als auch fossile oder erneuerbare Brennstoffe nutzen, bieten eine flexible Lösung für die Wärmeversorgung und könnten eine wichtige Rolle in der Verbindung von Gas- und Stromnetzen spielen. Sie könnten insbesondere in Übergangsphasen eine zentrale Rolle spielen, da sie Stromnetze entlasten und gleichzeitig die bestehende Gasinfrastruktur nutzen können. Die Durchsetzung von Hybrid-Wärmepumpen hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie z. B. der wirtschaftlichen Rentabilität, politischen Rahmenbedingungen und den Kosten für Strom und Gas. Der

Erfolg dieser Technologie ist unsicher, was es für Netzbetreiber schwierig macht, ihre Rolle in der künftigen Infrastruktur zu planen. Zudem besteht das Risiko, dass Hybrid-Wärmepumpen nur eine Übergangslösung darstellen und langfristig rein elektrische Systeme bevorzugt werden.

Wechselwirkungen und Interdependenzen zwischen den verschiedenen Netzsparten

Strom-, Gas- und Wärmenetze werden durch die zunehmende Integration erneuerbarer Energien und die Elektrifizierung der Wärmeversorgung immer stärker miteinander verzahnt. Stromüberschüsse können durch Power-to-Gas-Technologien in Wasserstoff umgewandelt und im Gasnetz gespeichert werden, während Wärmepumpen Strom aus dem Stromnetz benötigen. Die Interdependenzen zwischen den Netzen erhöhen die Komplexität des Betriebs und erfordern eine koordinierte Netzplanung, um Überlastungen, Ineffizienzen oder Versorgungslücken zu vermeiden. Die Netzbetreiber müssen vermehrt sektorübergreifend arbeiten und gleichzeitig den Betrieb der einzelnen Netze optimieren. Fehlende Schnittstellen oder technische Ungleichgewichte zwischen den Netzsparten könnten die Leistungsfähigkeit beeinträchtigen.

Die sektorenübergreifenden technischen Treiber und Herausforderungen für Strom-, Gas- und Wärmenetze resultieren aus dem gemeinsamen Ziel, die Energiewende voranzutreiben, und der wachsenden Verzahnung dieser Infrastrukturen. Der steigende Bedarf an Tiefbauarbeiten, die Komplexität der Koordination und die Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Technologien erfordern eine enge Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern sowie klare gesetzliche Rahmenbedingungen. Netzbetreiber stehen vor der Herausforderung, ihre Investitionen zu planen und zu steuern, ohne die Flexibilität für zukünftige technologische Entwicklungen zu verlieren.

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Systemischer Nutzen der Digitalisierung	11
Abbildung 2: Zieldreieck des Ordnungsrahmens	15
Abbildung 3: Entwicklung der Investitionen bis 2045 – Szenario 1.....	17
Abbildung 4: Entwicklung der Investitionen bis 2045 – Szenario 2.....	18
Abbildung 5: Jährlicher Free Cashflow über alle Sparten – Szenario 1	19
Abbildung 6: Jährlicher Free Cashflow über alle Sparten – Szenario 2	19
Abbildung 7: Entwicklung spezifischer Netzkosten je Nutzer (normiert auf Methan 2025)	22
Abbildung 8: Wärmevolllkosten und Durchschnittspreis	23
Abbildung 9: Ansatzpunkte für die Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens	25
Abbildung 10: Übersicht der Handlungsempfehlungen.....	25
Abbildung 11: Übersicht traditioneller und alternativer Finanzierungsmodelle	32
Abbildung 12: Schema des technischen Modells der dena Verteilnetzstudie II.....	42
Abbildung 13: Bandbreite der Verteilnetzbetreiber und der resultierenden Untersuchungsherausforderung.....	44
Abbildung 14: Schema des Ansatzes Top-down und Bottom-up zu kombinieren (Strom)	45
Abbildung 15: Schema des Ansatzes Top-down und Bottom-up zu kombinieren (Gas)	46
Abbildung 16: Schema des Ansatzes Top-down und Bottom-up zu kombinieren (Wärme)	46
Abbildung 17: Übersicht über die Entwicklung der Energiemengen von Musterhäusern für alle Sparten	50
Abbildung 18: Analyse des Assetbestandes von VNBs mit über 100.000 Netzkunden	52
Abbildung 19: Vorgehen der betriebswirtschaftlichen und regulatorischen Modellierung	55
Abbildung 20: Gesetzlich definierte Planungsvorgaben auf unterschiedlichen Ebenen.....	64
Abbildung 21: Erhöhte Transparenz für die vertikale Planung durch einen Intermediär	65
Abbildung 22: Darstellung des systemischen Nutzens der Digitalisierung	69
Abbildung 23: Regelkreis des digitalen Zwillings.....	77
Abbildung 24: Roadmap zum Digitalen Zwilling	78
Abbildung 25: Digitale Netzanschlussplattform	79
Abbildung 26: System- und Unternehmensnutzen von Digitalisierungsmaßnahmen	80
Abbildung 27: Material: Herausforderungen, Lösungsmöglichkeiten und Rahmenbedingungen	85
Abbildung 28: Personal/Dienstleister: Herausforderungen, Lösungsmöglichkeiten und Rahmenbedingungen ..	86
Abbildung 29: Flächenverfügbarkeit: Herausforderungen, Lösungsmöglichkeiten und Rahmenbedingungen	87
Abbildung 30: Darstellung der Netzstrukturdaten der deutschen Verteilnetze skaliert auf Musterhäusern	92
Abbildung 31: Cluster von Niederspannungsnetzen mit der Übertragung auf Stadtraumtypen [52]	93
Abbildung 32: Leistungsentwicklung in Niederspannungsnetzen für verschiedene Stützjahre bis 2045 [54]	95
Abbildung 33: Zusammenfassende Darstellung der Ergebnisse der Netzausbaupläne	96
Abbildung 34: Übersicht über die relative Entwicklung des Bestandsnetzes von Musterhäusern	101
Abbildung 35: Übersicht über die relative Entwicklung des Bestandsnetzes von Musterhäusern	101

Abbildung 36: Übersicht über die absolute Entwicklung des Bestandsnetzes von Musterhausen	102
Abbildung 37: Zubau von Umspannwerken und Transformatoren pro Jahr im Vergleich	102
Abbildung 38: Absolute Entwicklung des Bestandsnetzes für eine ländliche und städtische Variante	104
Abbildung 39: Zubau von Umspannwerken und Transformatoren pro Jahr im Vergleich	104
Abbildung 40: Entwicklung Betriebsmittel in den Varianten Referenz und Flächennetzbetreiber	105
Abbildung 41: Zubau von Umspannwerken und Transformatoren pro Jahr im Vergleich	105
Abbildung 42: Entwicklung der Netzlänge eines Flächennetzbetreibers ohne und mit Redispatch	106
Abbildung 43: Entwicklung der Zahl der Umspannwerke und Transformatoren	106
Abbildung 44: Modellierter Redispatchmenge bei Einspeisung 100 % EE	107
Abbildung 45: Modellierter Redispatchkosten.....	108
Abbildung 46: Entwicklung der Netzlänge in den Varianten beschleunigter Transformationen und Referenz	109
Abbildung 47: Entwicklung der Betriebsmittel in den Varianten beschl. Transformationen und Referenz	109
Abbildung 48: relativer Vergleich zwischen der Referenz Variante und der High CAPEX Variante	110
Abbildung 49: relativer Vergleich zwischen der Referenz Variante und der Low CAPEX Variante	111
Abbildung 50: Erforderliche Investitionen in das Stromnetz (nominal)	112
Abbildung 51: Kalkulatorischer Restwert (nominal)	113
Abbildung 52: Erlösobergrenze (ohne vorgelagertes Netz) (nominal)	113
Abbildung 53: Free Cashflow (nominal).....	114
Abbildung 54: Entwicklung des risikofreien Basiszins und der regulatorischen EK-Zinsen	115
Abbildung 55: Modellierung der Verteilnetz- und Übertragungsnetzentgelte (nominal).....	116
Abbildung 56: Investitionsbedarf (nominal)	118
Abbildung 57: Free Cashflow (nominal).....	119
Abbildung 58: Netzkosten (nominal)	120
Abbildung 59: Investitionsbedarfe städtisches/ländliches Netz (nominal)	122
Abbildung 60: Kalkulatorischer Restwert (nominal)	122
Abbildung 61: Erlösobergrenze (nominal).....	123
Abbildung 62: Verteilnetzkosten (nominal)	123
Abbildung 63: Relative Investitionsbedarfe in den Varianten Referenz und Flächennetzbetreiber (nominal)	124
Abbildung 64: Kalkulatorischer Restwert (nominal)	125
Abbildung 65: Erlösobergrenze (nominal).....	125
Abbildung 66: Free Cashflow (nominal)	126
Abbildung 67: Normierte Netzkosten (nominal)	127
Abbildung 68: Redispatchkosten und Differenzinvestitionen (nominal).....	129
Abbildung 69: Investitionsbedarf (nominal).....	130
Abbildung 70: Kalkulatorischer Restwert (nominal)	130
Abbildung 71: Erlösobergrenze (nominal)	131

Abbildung 72: Netzkosten (nominal)	131
Abbildung 73: Investitionsbedarf (nominal)	133
Abbildung 74: Netzkosten (nominal)	134
Abbildung 75: Investitionsbedarf (nominal)	135
Abbildung 76: Netzkosten (nominal)	136
Abbildung 77: Verteilung der Gasnetzlänge je Druckebene in Musterhausen	145
Abbildung 78: Verteilung der Ausspeisepunkte je Druckebene in Musterhausen	145
Abbildung 79: Gasabsatz	148
Abbildung 80: Entwicklung der Leitungskilometer	148
Abbildung 81: Gasabsatz	150
Abbildung 82: Entwicklung der Leitungskilometer	150
Abbildung 83: Referenzfall: Leitungskilometer Erdgas, Wasserstoff inkl. umgewidmeter Anteil	151
Abbildung 84: Beschleunigt: Leitungskilometer Erdgas, Wasserstoff inkl. umgewidmeter Anteil	152
Abbildung 85: Low CAPEX: Leitungskilometer Erdgas, Wasserstoff inkl. umgewidmeter Anteil	152
Abbildung 86: High CAPEX: Leitungskilometer Erdgas, Wasserstoff inkl. umgewidmeter Anteil	153
Abbildung 87: Gasabsatz in den Varianten Referenz und stark beschleunigte Transformation	154
Abbildung 88: Leitungskilometer in den Varianten Referenz und stark beschleunigte Transformation	154
Abbildung 89: Beispiele für Verteilnetze mit hohem Biomethan-Anteil	156
Abbildung 90: Fall 1: Kein Weiternutzungskonzept	157
Abbildung 91: Fall 2: Weiterbetrieb von Teilnetzen	157
Abbildung 92: Entwicklung der Investitionen (nominal) für die Varianten High CAPEX, Referenz und Low CAPEX 158	
Abbildung 93: Kalkulatorischer Restwert (nominal)	161
Abbildung 94: Erlösobergrenze (nominal)	162
Abbildung 95: Free Cashflow (nominal) im Methannetz	163
Abbildung 96: Netzkosten (nominal)	164
Abbildung 97: Investitionskosten (nominal)	166
Abbildung 98: Netzkosten (nominal)	166
Abbildung 99: Investitionskosten in den Biomethan-Varianten (nominal)	168
Abbildung 100: Kalkulatorischer Restwert in den Biomethan-Varianten (nominal)	168
Abbildung 101: Erlösobergrenze in den Biomethan-Varianten (nominal)	169
Abbildung 102: Netzkosten in den Biomethan-Varianten (nominal)	169
Abbildung 103: Investitionskosten in den Wasserstoff-Varianten (nominal)	173
Abbildung 104: Kalkulatorischer Restwert (nominal) in den Wasserstoff-Varianten (relativ zum kalk. RW Methan 2025) 174	
Abbildung 105: Erlösobergrenze (nominal) in den Wasserstoff-Varianten (relativ zur EOG Methan 2025)	174

Abbildung 106: Normierte Netzkosten (nominal) (relativ zu Netzkosten Methan 2025)	175
Abbildung 107: Investitionskosten (nominal) in den Wasserstoff-Varianten	176
Abbildung 108: Normierte Netzkosten (nominal) in den Wasserstoff-Varianten	176
Abbildung 109: Cashflow (nominal)	177
Abbildung 110: Bewertungskriterien des Ordnungsrahmens Fernwärme	186
Abbildung 111: Entwicklung des Wärme-Mix in der Variante Low CAPEX.....	190
Abbildung 112: Entwicklung des Wärme-Mix in der Variante High CAPEX	191
Abbildung 113: Entwicklung der Wärmenetzleitungslänge in den Varianten Low und High CAPEX	191
Abbildung 114: Kumulierte Investitionsvolumen (nominal) bis 2045 im Elektronen- und Molekül-Szenario	192
Abbildung 115: Entwicklung der Investitionsbedarfe (nominal) in der Low CAPEX-Variante.....	194
Abbildung 116: Mögliche Entwicklung der Wärmevervollkosten (nominal) in der Low CAPEX-Variante	195
Abbildung 117: Entwicklung des Cashflows (nominal) in der Low CAPEX-Variante.....	196
Abbildung 118: Entwicklung der Investitionsbedarfe (nominal) in der High CAPEX- Variante	197
Abbildung 119: Mögliche Entwicklung der Wärmevervollkosten (nominal) in der High CAPEX-Variante	198
Abbildung 120: Entwicklung des Cashflows (nominal) in der High CAPEX-Variante	198
Abbildung 121: Vergleich von Cashflow-Entwicklungen (nominal) für beide Varianten	199
Abbildung 122: Vergleich der Wärmevervollkosten (nominal) für beide Varianten	200
Abbildung 123: Mögliche Entwicklung der Wärmevervollkosten (nominal) in der Low CAPEX-Variante	201
Abbildung 124: Entwicklung des Cashflows (nominal) in der Low CAPEX-Variante	202
Abbildung 125: Entwicklung des Cashflows (nominal) in der High CAPEX-Variante.....	203
Abbildung 126: Mögliche Entwicklung der Wärmevervollkosten (nominal) in der High CAPEX-Variante	204
Abbildung 127: Vergleich von Cashflow-Entwicklungen (nominal) für beide Varianten	205
Abbildung 128: Vergleich der Wärmevervollkosten (nominal) für beide Varianten	205
Abbildung 129: Schematische Darstellung der Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	206
Abbildung 130: Vergleich von Cashflow-Entwicklungen (nominal) für beide Varianten	208
Abbildung 131: Vergleich der Wärmevervollkosten (nominal) für beide Varianten	208
Abbildung 132: Entwicklung der Kostenstrukturen fix/variabel für die Low CAPEX-Variante.....	213
Abbildung 133: Entwicklung der Kostenstrukturen fix/variabel für die High CAPEX-Variante	213
Abbildung 134: Auflösen des Spannungsfelds durch Reduktion der Ausbauziele.....	214
Abbildung 135: Entwicklung des Wärmeabsatzes in GWh	215
Abbildung 136: Anzahl aggregierter Hausübergabestationen	216
Abbildung 137: Entwicklung des jährlichen Zubaus an Hausübergabestationen	216
Abbildung 138: Entwicklung der Investitionsbedarfe (nominal) in der Sensitivität der High CAPEX-Variante	217
Abbildung 139: Entwicklung des Cashflows (nominal) in der Sensitivität der High CAPEX-Variante	217
Abbildung 140: Mögliche Entwicklung der Wärmevervollkosten (nominal) in der Sensitivität der High CAPEX-Variante	

Abbildung 141: Schematische Darstellung der Entwicklung der Investitionsbedarfe.....	222
Abbildung 142: Schematische Darstellung des Spannungsfeldes hinsichtlich der Finanzierung.	223
Abbildung 143: Lösungsansätze zur Finanzierung des Infrastrukturausbaus in den Verteilnetzen	223
Abbildung 144: Wesentliche Unternehmenskennzahlen zur Aufnahme von Fremdkapital.....	225
Abbildung 145: Entwicklung der Investitionen bis 2045 – Szenario 1	228
Abbildung 146: Entwicklung der Investitionen bis 2045 – Szenario 2	228
Abbildung 147: Kumulierte Investitionen – Szenario 1	229
Abbildung 148: Kumulierte Investitionen – Szenario 2	229
Abbildung 149: EBITDA – Szenario 1	230
Abbildung 150: CAPEX netto – Szenario 1	230
Abbildung 151: Jährlicher Free Cashflow über alle Sparten – Szenario 1	231
Abbildung 152: EBITDA – Szenario 2.....	233
Abbildung 153: CAPEX netto – Szenario 2.....	234
Abbildung 154: Jährlicher Free Cashflow über alle Sparten – Szenario 2	234
Abbildung 155: Netto-Sachanlagevermögen	236
Abbildung 156: Finanzverbindlichkeiten	237
Abbildung 157: Zinslast	238
Abbildung 158: Jahresergebnis.....	238
Abbildung 159: Finanzierungsbedarf	239
Abbildung 160: Entwicklung der EK-Quote für Szenario 1 und Szenario 2	240
Abbildung 161: Dynamischer Verschuldungsgrad bei vollständiger Fremdfinanzierung	240
Abbildung 162: Entwicklungen der Ausschüttungen für Szenario 1 Fall B	242
Abbildung 163: Entwicklung der EK-Quote für Szenario 1 Fall B	242
Abbildung 164: Darstellung des dynamischen Verschuldungsgrades für Szenario 1 Fall B	243
Abbildung 165: Entwicklungen der Ausschüttungen für Szenario 2 Fall B	244
Abbildung 166: Entwicklung der EK-Quote für Szenario 2 Fall B	244
Abbildung 167: Darstellung des dynamischen Verschuldungsgrades für Szenario 2 Fall B	245
Abbildung 168: Unterschiedliche Ebenen zur Aufnahme von Eigenkapital	245
Abbildung 169: Entwicklungen der Ausschüttungen für Fall C	247
Abbildung 170: Entwicklung der EK-Quote für Fall C	248
Abbildung 171: Darstellung des dynamischen Verschuldungsgrades für Fall C	248
Abbildung 172: Übersicht traditioneller und alternativer Finanzierungsmodelle	250
Abbildung 173: Funktionsweise der Asset-Co im Pachtmodell	255
Abbildung 174: Strukturelle Darstellung und Straßenbilddaufnahme des EST1 [74], [19].....	261
Abbildung 175: Strukturelle Darstellung und Straßenbilddaufnahme des EST2 [19], [74].....	262
Abbildung 176: Strukturelle Darstellung und Straßenbilddaufnahme des EST3 [19], [74].....	262

Abbildung 177: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST4 [19], [74]	263
Abbildung 178: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST5 [19], [74]	263
Abbildung 179: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST6 [19], [74]	264
Abbildung 180: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST7 [19], [74]	264
Abbildung 181: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST8 [19], [74]	265
Abbildung 182: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST9 [19], [74]	265
Abbildung 183: Strukturelle Darstellung und Straßenbildaufnahme des EST10 [19], [74]	266
Abbildung 184: Entwicklung der gleichzeitigen Leistung im Starklastfall je Szenario in Musterhausen in MW ...	267
Abbildung 185: Entwicklung der gleichzeitigen Leistung im Starkeinspeisefall je Szenario in Musterhausen	268
Abbildung 186: Leistungsverlauf einer Stadt mit 100.000 Einwohnern und vier Umspannwerken	269
Abbildung 187: Histogramm der Viertelstundenleistungen	269
Abbildung 188: Anteil der niedrigsten Lastviertelstunden	270
Abbildung 189: Mehrjähriges Maximum an Umspannwerken	271
Abbildung 190: Abstrakter Vergleich der Ausbaumengen zwischen unterschiedlichen Urbanisierungsgraden ..	272
Abbildung 191: Abstrakter Vergleich der Ausbaukosten zwischen unterschiedlichen Urbanisierungsgraden	272
Abbildung 192: Abstrakter Vergleich des Ausbaubedarfs von Zielnetzplanung und konsekutiver Planung	272
Abbildung 193: Abstrakter Vergleich des Ausbaubedarfs bei unterschiedlichem Nutzen der Digitalisierung	273
Abbildung 194: Annahmen zum EK-I Zinssatz	275
Abbildung 195: Annahmen zum EK-II Zinssatz	276
Abbildung 196: Angenommene Entwicklung des ÜNB-Leistungspreises	278
Abbildung 197: Angenommene Entwicklung des ÜNB-Arbeitspreises	278
Abbildung 198: Flächenanteile in Deutschland und in Musterhausen	282
Abbildung 199: Zahl der Wohnungen je Gebäude und der Gebäudetypbauweise in Deutschland	283
Abbildung 200: Entwicklung des PKW-Bestands in Musterhausen für das Referenz-Szenario	284
Abbildung 201: Entwicklung der elektrischen Wärmeerzeugung in MW je Szenario in Musterhausen	285
Abbildung 202: Entwicklung der installierten erneuerbaren Stromerzeugung in Musterhausen je Szenario	286
Abbildung 203: Energieträgerverteilung in Deutschland und in Musterhausen	287
Abbildung 204: Energieträgerverteilung nach EST in Musterhausen	288
Abbildung 205: Darstellung der Asset-Alter in Musterhausen	289
Abbildung 206: Zuwachs der elektrischen Last durch Ladepunkte für Elektromobilität und Wärmepumpen ...	292
Abbildung 207: Schematische Darstellung eines Gasnetzrings im Industriegebiet in Musterhausen	298
Abbildung 208: Schematische Darstellung eines lokalen Biomethanverteilnetzes	299
Abbildung 209: Modellierung des Wechsels von Gasnetzkunden zu Wärmepumpen und Wärmenetzen	300
Abbildung 210: Visualisierung des Wechsels von Gasnetzkunden zu Wärmepumpen und Wärmenetzen	302
Abbildung 211: Aspekte des Auf- und/oder Ausbaus von Wärmenetzen	305
Abbildung 212: Verteilung der Energieträger je Szenario je Energetischem Stadtraumtyp in Musterhausen	305

Abbildung 213: Potenzial von unterschiedlichen Wärmequellen in Deutschland [Umweltbundesamt]	307
Abbildung 214: Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Wärmeerzeuger [Umweltbundesamt]	308
Abbildung 215: Wärmegestehungskosten mit und ohne Förderung [Umweltbundesamt]	308
Abbildung 216: Beispiel für die Herausforderung in enger Blockrandbebauung	309
Abbildung 217: Schematische Jahresdauerlinie von Wärmeverbrauchssystemen	310
Abbildung 218: Herausforderungen von klimaneutralen Wärmequellen in Städten	310
Abbildung 219: Beispielhafte Visualisierung von Tiefbau in Wohngebieten [QUELLE DALL-E]	311

12 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Allgemeine Kennzahlen von Musterhausen im Status quo	40
Tabelle 2: Netz-Kennzahlen Musterhausen im Status quo	40
Tabelle 3: Energie- und Leistungsbedarf von Musterhausen im Status quo	41
Tabelle 4: Übersicht der untersuchten Varianten in den Sparten Strom, Gas und Wärme	54
Tabelle 5: Stromnetzvarianten	99
Tabelle 6: Gasnetzvarianten	146
Tabelle 7: Wärmenetzvarianten	188
Tabelle 8: Bündelung der Studienergebnisse in Szenarien 1 und 2	226
Tabelle 9: Jährlicher Free Cashflow je Sparte – Szenario 1	232
Tabelle 10: Jährlicher Free Cashflow je Sparte – Szenario 2	235
Tabelle 11: Herleitung der EK-Kosten	274
Tabelle 12: Regulatorische Annahmen und Modellierung für Strom	276
Tabelle 13: Verwendete spezifische Kosten für die Sparte Gas	278
Tabelle 14: Kostenannahmen für Musterhausen – Erzeugungstechnologie	280
Tabelle 15: Kostenannahmen für Musterhausen – Infrastruktur	281

13 Abkürzungsverzeichnis

ABZ	Anschluss- und Benutzungszwang
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
ARegV	Anreizregulierungsverordnung

AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BET	BET Consulting GmbH
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BHO	Bundeshaushaltsordnung
BIS	Betriebsinformationssystem
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Capital Expenditure
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage
CF	Cashflow
CFADS	Cashflow for Available Debt Service
dnbK	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
DSCR	Debt Service Cover Ratio
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EBITDA	Ergebnis vor Zinsen, Steuern, Abschreibungen und Tilgungen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhäuser
EK	Eigenkapital
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EST	Energetische Stadtraumtypen
EV	Elektrofahrzeug
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCF	Free Cashflow
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FVU	Fernwärmeunternehmen
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GIS	Geographisches Informationssystem
GMFH	Großmehrfamilienhäuser
GNDEW	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
GSP	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
H2NEV	H2Netzentgeltverordnung
HS	Hochspannungsbereich
HS	Hochspannungsebene
iONS	Intelligente Ortsnetzstationen
IoT	Internet of Things
KANU	Kalkulatorische Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten
KBA	Kraftfahrt Bundesamt

KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWP	Kommunale Wärmeplanung
MaStR	Marktstammdatenregister
MFH	Mehrfamilienhäuser
MS	Mittelspannungsebene
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsgesetz
NAP	Netzausbaupläne
NEP	Netzentwicklungsplan
NEV	Netzentgeltverordnung
NG	Netzgesellschaft
NS	Niederspannungsebene
OPEX	Operational Expenditures
PAK	Preisanpassungsklauseln
PKW	Personenkraftwagen
PPP	Public-Private Partnerships
PV	Photovoltaik
RAB	Regulated Asset Base
RH	Reihenhäuser
SEP	Systementwicklungsplan
SES	Systementwicklungsstrategie
SPV	Special Purpose Vehicle
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TAF	Tarifanwendungsfälle
TNW	Tagesneuwerte
TYNDP	Ten-Year-Net-Development-Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerke
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VNB	Verteilnetzbetreiber
WACC	Weighted average cost of capital
WärmeLV	Wärmelieferverordnung
WPG	Wärmeplanungsgesetz
ZFH	Zweifamilienhäuser

14 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem,“ Optionenpapier August 2024. [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Roadmap Systemstabilität,“ 2023. [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=14.
- [3] Deutsche Energie-Agentur (dena), „Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Klimaneutrales Deutschland,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.dena.de/PUBLIKATION507>.
- [4] Agora Think Tanks, „Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung,“ 2024. [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf.
- [5] Kopernikus-Projekt Ariadne, „Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg. Szenarien und Pfade im,“ 2021. [Online]. Available: [https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222_corr0524.pdf](https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Okttober2021_corr0222_corr0524.pdf).
- [6] Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), „Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft,“ 2021. [Online]. Available: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Systementwicklungsstrategie 2024,“ 2024. [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=10.
- [8] Deutsche Energie-Agentur (dena), „Weiterentwicklung des Netzenspassmanagements. Ergebnisse und Einordnung des Stakeholder-Dialogs Netzflexibilität,“ [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Weiterentwicklung_des_Netzenspassmanagements.pdf.
- [9] Deutsche Energie-Agentur (dena), „Grundlagen und Bedeutung von Datenräumen für die Energiewirtschaft,“ 2024. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Grundlagen_und_Bedeutung_von_Datenraeumen_fuer_die_Energiewirtschaft.pdf.
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Branchendialog zur Beschleunigung von Netzanschlüssen,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/branchendialog-zur-beschleunigung-von-netzanschluesen.html#doca522ec28-e7df-45c3-bdfc-5a19e9052a0abodyText4>.
- [11] BDEW, „Umgang mit steigenden Netzanschlussverfahren von Großverbrauchern,“ Berlin, 2024.
- [12] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), „Umgang mit steigenden Netzanschlussverfahren von Großverbrauchern,“ Berlin, 2024.

- [13] AG Energiebilanzen e. V., „AGEB Energiebilanzen,” 2022. [Online]. Available: https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/?_jahresbereich-bilanz=2021-2030.
- [14] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Monitoringbericht 2023,” 2023. [Online]. Available: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>.
- [15] European Network of Transmission System Operators for Electricity, „ENTSO-E,” [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- [16] Statistisches Bundesamt, „Zensus2022,” 2022. [Online]. Available: https://www.zensus2022.de/DE/Home/_inhalt.html.
- [17] Statistikportal des Kraftfahrt-Bundesamtes, „Statistikportal,” [Online]. Available: <https://das-kba-statistikportal.hub.arcgis.com/>.
- [18] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „VNBdigital,” [Online]. Available: <https://www.vnbdigital.de/service/nap>.
- [19] J. Dettmar, C. Drebes und S. Sieber, Energetische Stadtraumtypen, 2020.
- [20] AGFW. Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK, „Hauptbericht,” 2023. [Online]. Available: <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/>.
- [21] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3,” 2024.
- [22] Statista, „Die Stromnetzbetreiber in Deutschland,” 2024. [Online]. Available: <https://de.statista.com/themen/2446/stromnetzbetreiber-in-deutschland/#topicOverview>.
- [23] Statista, „Anzahl der Gasnetzbetreiber in Deutschland in den Jahren 2014 bis 2024,” 2024. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168522/umfrage/anzahl-der-gasnetzbetreiber-in-deutschland-seit-2006/>.
- [24] AGFW. Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK, „Fakten und Antworten zur Fernwärme,” [Online]. Available: <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energiehende-politik/ueberblick-fakten-und-antworten-zu-fernwaerme>.
- [25] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Zwischenstand des NEST Prozesses zum Jahreswechsel 2024/ 2025,” 2025. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Zwischenstand_Jahreswechsel_24_25/start.html.
- [26] Deutsche Energie-Agentur (dena), „dena-Netzstudie III. Stakeholderdialog zur Weiterentwicklung der Planungsverfahren für Energieinfrastrukturen auf dem Weg zum klimaneutralen Energiesystem,” 2022. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Abschlussbericht_dena-Netzstudie_III.pdf.
- [27] Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB), „Kommunale Wärmeplanung. Für eine deutschlandweit zukunftsste und bezahlbare Wärmeversorgung,” [Online]. Available: <https://www.bmwsb.bund.de/Webs/BMWSB/DE/themen/stadt-wohnen/WPG/WPG-node.html>.

- [28] Agora Energiewende, „Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze,“ 2023. [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-06_DE_Gasverteilnetze/A-EW_291_Gasverteilnetze_WEB.pdf.
- [29] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE), „Flexibilisierung des Energiesystems,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/2283424/ecae13601387c8f642140f9f29d09c34/vde-studie-flexibilisierung-des-energiesystems-data.pdf>.
- [30] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE), „Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher,“ 2021. [Online]. Available: https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/210609_nrw_verteilnetzstudie_final.pdf.
- [31] Schmidt, Dietrich (Hrsg) et al., „Guidebook for the Digitalisation of District Heating: Transforming Heat Networks for a Sustainable Future, Final Report of DHC Annex TS4,“ 2023. [Online]. Available: https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_TS4/IEA_DHC_Annex_TS4_Guidebook_2023.pdf.
- [32] Deutsche Energie-Agentur (dena), „KI in der Fernwärme: Ein Leitfaden zur erfolgreichen Umsetzung von KI-Projekten,“ 2024. [Online]. Available: <https://future-energy-lab.de/app/uploads/2024/11/KI-in-Fernwaerme-Ein-Leitfaden-zur-erfolgreichen-Umsetzung-von-KI-Projekten.pdf>.
- [33] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW), „energie | wasser-praxis kompakt,“ 4/2017. [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/ewp-kompakt-digitalisierung1704.pdf>.
- [34] Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz, 2021. [Online]. Available: <https://openhsu.ub.hsu-hh.de/server/api/core/bitstreams/f08aefdf-e7f3-48ba-ab7e-0c42a166bd5d/content>.
- [35] AGFW. Der Energieeffizienzverband für Wärme, Klima und KWK, „FW-Digital – Digitalisierung der Technik und der Geschäftsprozesse in Wärmeversorgungsstrukturen; Teilvorhaben: Entwicklung digitaler Wärmeversorgungsstrukturen und deutsche Beteiligung am IEA-DHC Annex XIII,“ 2024. [Online]. Available: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/06/FW_Digital_Schlussbericht_2024-07-01.pdf.
- [36] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/SteuerbareVBE/artikel.html?nn=877500>.
- [37] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Große Beschlusskammer – Aktenzeichen GBK-24-02-1#4,“ 2024. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Methoden_Ebene2/Qualitaetselement/Eckpunkte.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- [38] INA – Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH, „Hemnisse im Verteilnetzausbau und deren Überwindung,“ 2023.
- [39] Verband der Chemischen Industrie e.V., „Praxisanwendung im Technischen Materialmanagement der chemischen Industrie,“ 2022.
- [40] envelio GmbH, 2023. [Online]. Available: <https://envelio.com/de/insights/digitaler-zwilling-stromnetze-best-practices>.

- [41] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Best-Practice-Empfehlungen für Netzbetreiber zum Netzanschluss von Ladesäulen in der Mittelspannung II,“ 2024.
- [42] LEW Verteilnetz GmbH, „connect+,“ [Online]. Available: <https://netz-connectplus.de/home/projekt/>.
- [43] M. Koch und M. Reinke, „Netzkooperationen: Chancen, Risiken und Lösungsoptionen,“ *Versorgungs Wirtschaft*, p. 6, 11 2021.
- [44] Deutsche Energie-Agentur (dena), „Entwurf einer industriepolitischen Strategie für erneuerbaren Energien und Stromnetze,“ 2022. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/Abschlussbericht_StiPE.pdf.
- [45] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Digitale Transformation in den Netzsektoren,“ 2017. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/downloads/DE/Sachgebiete/Telekommunikation/Unternehmen_Institutionen/Digitalisierung/Grundsatzpapier/Digitalisierung.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [46] SHERPA-X, „SHERPA.netz,“ [Online]. Available: <https://www.sherpa-x.de/sherpa-netz>.
- [47] Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), „BUND Landesverband Schleswig-Holstein,“ [Online]. Available: <https://www.bund-sh.de/mensch-umwelt/flaechenverbrauch/handlungsempfehlungen/jetzt-kooperieren-nachhaltig-handeln/gemeinsame-flaechennutzungsplanung>.
- [48] Umweltbundesamt, „KoOpRegioN,“ [Online]. Available: https://nordschwarzwald-region.de/wp-content/uploads/2023/11/Flyer1_20200429.pdf.
- [49] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, „Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland,“ 2025.
- [50] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2022,“ 2022. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- [51] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf,“ 2024. [Online]. Available: <https://nationale-leitstelle.de/wp-content/pdf/broschuere-lis-2025-2030-final-web.pdf>.
- [52] Deutsche Energie-Agentur (dena), „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung,“ 2017. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf.
- [53] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), „Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201617-ptg-potenziale-verteilnetze-abschlussbericht.pdf>.
- [54] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze,“ 2021. [Online]. Available: <https://d-nb.info/1252809050/34>.
- [55] Verband der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI), „Quantifizierung der Technologiebedarfe in deutschen Verteilnetzen,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.zvei.org/themen/quantifizierung-der-technologiebedarfe-in-deutschen-verteilnetzen>.

- [56] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN), „Standardisiertes Vorgehen für die Durchführung der Netzzustandsermittlung auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung,“ 2024. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/2362498/eb3ec76a6b56d6bdb0427c7baa50ddcf/vde-fnn-studie-netzzustandsermittlung-niederspannung-data.pdf>.
- [57] Agora Energiewende/ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), „Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können,“ 2023. [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf.
- [58] Wiest, Pascal, „Probabilistische Verteilnetzplanung zur optimierten Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher,“ 2018. [Online]. Available: https://www.ieh.uni-stuttgart.de/dokumente/dissertationen/2018_Dissertation_Wiest.pdf.
- [59] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze,“ 2016. [Online]. Available: <https://elekpub.bib.uni-wuppertal.de/ubwhsmig/download/pdf/7432203>.
- [60] Verband der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI), „ZVEI-Seiter: Digitalisierung und Flexibilisierung des Stromnetzes: Die Basis für die Energiewende,“ 2023. [Online]. Available: https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2023/Maerz/ZVEI-Seiter_GNDEW-Smart-Meter/2023-03-01_ZVEI-Seiter_Digitalisierung_und_Flexibilisierung_des_Stromnetzes-Smart_Meter.pdf.
- [61] M. Niehaus, J. Senner, C. Linn, B. Brandherm, S. Vennemann, J. Budke, A. Schalk, A. Hermans, S. Gähns, F. Mohaupt und L. Ahle, „Designetz: Lösungen. Strategien. Impulse – Für das Energiesystem der Zukunft,“ 2021.
- [62] Reiner Lemoine Institut, „Analyse der Netzauswirkungen erhöhter Flexibilität von Wärmepumpen durch höhere Leistung und Wärmespeicherkapazität,“ 2023.
- [63] E-Bridge, IAEW, OFFIS, „Moderne Verteilernetze für Deutschland,“ 2014.
- [64] Maisch, Marija, „pv magazine: Wie werden sich die Preise für Lithium-Ionen-Batterien in 2025 entwickeln?,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2025/01/14/wie-werden-sich-die-preise-fuer-lithium-ionen-batterien-in-2025-entwickeln/>.
- [65] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), „BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024,“ [Online]. Available: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>.
- [66] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Netzausbauggebiet,“ 2025. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html.
- [67] Deutsche Energie-Agentur (dena), „Branchenbarometer Biomethan 2024,“ 2024. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2024.pdf.
- [68] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), „10 Punkte für eine Beschleunigung der Biomethaneinspeisung,“ 2022. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/2022-06-20_10-Punkte_f%C3%BCr_eine_Beschleunigung_der_Biomethaneinspeisung_final.pdf.
- [69] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), „Positionspapier Transformationsplanung Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze,“ 2024. [Online]. Available:

https://www.bdeu.de/media/documents/241002_BDEU_Transformation_Gasnetze_Umsetzung_Art._56_57_GasRL_final-ohneAP.pdf.

- [70] K. Dr. Spiekermann, P. Dr. Rosin und J. Michaelis, „Rechtlicher Rahmen für eine Transformationsregulierung für Erdgasverteilnetzbetreiber,“ *Netzwirtschaften und Recht*, Nr. 01/2025, 2025.
- [71] verbraucherzentrale Bundesverband, „Faire Fernwärmepreise: vzbv fordert stärkere Kontrolle und Transparenz,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.vzbv.de/pressemitteilungen/faire-fernwaermepreise-vzbv-fordert-staerkere-kontrolle-und-transparenz>.
- [72] Verband Kommunalen Unternehmen (VKU), „Weg für KWKG-Verlängerung ist frei,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.vku.de/themen/energie/wende/artikel/weg-fuer-kwkg-verlaengerung-ist-frei/>.
- [73] Agora Energiewende/ Prognos/ GEF, „Wärmenetze – klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar. Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?,“ 2024. [Online]. Available: https://www.agora-energie/wende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-18_DE_Business_Case_Waermenetze/A-EW_335_Businesscase_Waermenetze_WEB.pdf.
- [74] Google, „Streetview,“ 2024. [Online]. Available: maps.google.com.
- [75] Stadtwerke Ratingen GmbH, „Lastgang 2023,“ [Online]. Available: https://netze.stadtwerke-ratingen.de/fileadmin/SW-Ratingen/user_upload/downloads/LASTGANG_2023.xlsx.
- [76] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045,“ 2024.
- [77] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, „Langfristszenarien 3, Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands“.
- [78] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie,“ 2023.
- [79] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE), „VDE Impulspapier: Netzdienliche Integration von Elektrolyseuren,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/2226594/279eeeea65a48407ecbd2227be6f190e9/netzdienliche-integration-von-elektrolyseuren-data.pdf>.
- [80] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), „Netzverknüpfungspunkte-Studie – Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung,“ Berlin, 2024.

Gutachten für die dena-Verteilnetzstudie II

Herausgeber

BET Consulting GmbH

Ralph Kremp
Stefan Mischinger

Krausenstraße 8
10117 Berlin

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