

STUDIE

Wärmenetze: klima- neutral, wirtschaftlich und bezahlbar

Wie kann ein zukunftssicherer Business Case
aussehen?



Bitte zitieren als:

Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024): Wärmenetze – klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar.
Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?

Studie

Wärmenetze: klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar.
Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?

Im Auftrag von

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

In Kooperation mit

Prognos AG	GEF Ingenieur AG
Goethestr. 85 10623 Berlin	Ferdinand-Porsche-Str. 4a 69181 Leimen
T +49 30 52 00 59-210	T +49 (0) 6224/9713-0
www.prognos.com/de	https://www.gef.de
info@prognos.com	info@gef.de

Projektleitung Agora Energiewende

Anna Kraus | anna.kraus@agora-energiewende.de
Uta Weiß | uta.weiss@agora-energiewende.de

Autorinnen und Autoren Prognos

Dr. Noha Saad | noha.saad@prognos.com
Nils Thamling | Nils.Thamling@prognos.com
Mohammad Alkasabreh | mohammad.alkasabreh@prognos.com

Autorinnen und Autoren GEF

Susanne Ochse | susanne.ochse@gef.de

Danksagung / Sonstiges

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diese Studie möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken möchten wir uns bei Janna Hoppe, Fabian Huneke, Frank Jordans, Dr. Jahel Mielke, Simon Müller, Dr. Barbara Saerbeck, Aaron Schilling, Alexandra Steinhardt, Niels Wauer, Janina Weihe, Anja Werner, (Agora Energiewende); Elias Althoff, Silvia Dominkovic, Dr. Andreas Kemmler, Sven Kreidelmeyer, Malek Sahnoun, Marco Wunsch, Inka Ziegenhagen (alle Prognos AG). Ein herzlicher Dank gilt auch den Unternehmen und Institutionen, die an den Begleitkreistreffen teilgenommen haben.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

in der Wärmewende nimmt die Fernwärme eine Schlüsselrolle ein: sie soll Verbraucher insbesondere in Städten und Ballungsräumen mit klimaneutraler Wärme versorgen. Dazu müssen die Wärmenetze ausgebaut werden, und auch die Wärmeerzeugung ändert sich. In Zukunft werden meist mehrere Erzeuger von erneuerbarer Wärme flexibel ineinandergreifen – abhängig vom Stromangebot aus Wind und Sonne, aber auch von örtlichen Quellen wie der Geothermie. Dies ist eine Veränderung gegenüber historischen Trends: Fernwärme kommt traditionell aus einem konsolidierten Markt mit wenig Wachstum, geprägt von zentralen, fossil befeuerten Großkraftwerken. Sind die aktuellen Rahmenbedingungen geeignet, diese Umstellung zu ermöglichen? Dieser Frage sind wir in der vorliegenden Studie gemeinsam mit Expertinnen und Praktikern nachgegangen.

Dabei haben wir sowohl die Fernwärmeversorger als auch die Verbraucher in den Blick genommen. Denn zum einen ist ein sicherer Investitionsrahmen wichtig: die Versorger stehen vor Finanzierungsbedarfen, die ihre bisherige Investitionstätigkeit weit übersteigen. Zum anderen gilt es Fernwärmepreise attraktiv zu gestalten – gerade, weil typischerweise Miethaushalte Fernwärme beziehen, viele davon mit geringerem Einkommen.

Wie ein zukunftsicherer Business Case für die Fernwärme aussehen kann, der Fernwärme wirtschaftlich und bezahlbar macht, untersuchen wir in dieser Studie.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre.

Simon Müller

Director Germany, Agora Energiewende

→ Ergebnisse auf einen Blick

- 1 **Wärmenetze sind zentral für klimaneutrale Wärme in Gebäuden – doch aktuell rechnen sich volkswirtschaftlich sinnvolle Investitionen oft nicht.** Um bis 2045 ein Drittel aller Wohnungen mit grüner Fernwärme zu versorgen, müssen sich die jährlichen Investitionen auf rund 5 Mrd. Euro verdoppeln. Innerhalb des aktuellen Regulierungs- und Förderrahmens sind diese Investitionen für Fernwärmeunternehmen derzeit betriebswirtschaftlich häufig nicht leistbar.
- 2 **Die in dieser Studie enthaltenen Maßnahmen ermöglichen einen wirtschaftlichen Rahmen für Fernwärmeversorger und dämpfen den Preisanstieg für Kundinnen und Kunden.** Niedrigere Stromkosten und stetigere Fördermittel sind entscheidende Hebel, um klimaneutrale Fernwärme zu ermöglichen. Außerdem senken ein gesicherter Förderrahmen und eine staatliche Abfederung von Risiken die Kapitalkosten und aktivieren neue Investorengruppen; ordnungsrechtliche Erleichterungen vereinfachen Anschlüsse von vermieteten Gebäuden.
- 3 **Ein besserer Verbraucherschutz bestimmt Akzeptanz und Vertrauen in die Fernwärme.** 80 Prozent der über Fernwärme versorgten Haushalte sind Mietshaushalte: für sie sind eine staatlich verankerte Preistransparenzplattform und die Einführung einer Preisaufsicht besonders wichtig. Trotz im Mittel steigender Wärmegestehungskosten ermöglicht das vorgeschlagene Maßnahmenpaket insgesamt, die Fernwärmepreise langfristig auf vergleichbarem Niveau mit dezentralen klimaneutralen Heizungen zu halten.
- 4 **Zügiges Handeln lohnt: ein schneller Ausbau kann höhere Anschlussraten auf Kundenseite und somit eine bessere Wirtschaftlichkeit erreichen.** Kommt die Fernwärme zu spät, entscheiden Haushalte sich womöglich für andere Heizungsarten. Für die verbleibenden Haushalte steigen die Kosten: ein Risiko vor allem für Einkommensschwache und Miethaushalte ohne Wechselmöglichkeiten. Der Netzausbau für neue Anschlussgebiete hängt dabei ganz besonders an einer zügigen Verbesserung der Rahmenbedingungen.

Inhalt

1	Zusammenfassung	9
1.1	Rolle der Wärmenetze für Klimaneutralität	9
1.2	Herausforderungen für Fernwärmeversorgungsunternehmen und Endkunden und -kundinnen	12
1.3	Handlungsempfehlungen	15
2	Einführung	19
2.1	Hintergrund dieser Studie	19
2.2	Status quo der Fernwärme	20
2.3	Fernwärme im Szenario <i>Klimaneutrales Deutschland 2045</i>	22
2.4	<i>Business Case</i> und Förderrahmen	27
3	Methodisches Vorgehen: Wirtschaftlichkeitsberechnung von Fallbeispielen	30
3.1	Übersicht	30
3.2	Drei Fallbeispiele mit häufigen Startvoraussetzungen	31
3.3	Berücksichtigte Kosten und Erlöse für den <i>Business Case</i> Fernwärme	38
4	Ergebnisse und Herausforderungen	44
4.1	Vorgehen bei der Analyse der Ergebnisse	44
4.2	Fernwärmeversorgungsunternehmen: Herausforderungen für Investitionen in klimaneutrale Wärmenetze	44
4.3	Endkunden und -kundinnen: Perspektive der Verbraucher:innen auf Fernwärme und Entwicklung der Fernwärmepreise	53
5	Ableitung von Handlungsempfehlungen	61
5.1	Zielsetzungen für die künftigen Politikinstrumente	61
5.2	Vorgeschlagene Politikinstrumente	61
5.3	Finanzielle Effekte der vorgeschlagenen Instrumente auf die Fernwärmepreise	65
Anhang		68
A1:	Großberg	68
A2:	Mittelberg	69
A3:	Landberg	70
A4:	Betriebsdaten	71
A5:	Spezifische Investitions- und Betriebskosten	72
A6:	Energiebezugskosten	73
A7:	Begleitkreis	75

Abkürzungsverzeichnis

BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
CfD	<i>Contract of Difference</i>
E-Kessel	Elektrokessel
ETS 2	Europäisches Emissionshandelssystem für den Gebäude- und Transportsektor (<i>EU Emissions Trading System for buildings and road transport</i> („EU ETS 2“))
ETS	Europäischer Emissionshandel (<i>EU Emissions Trading System</i>)
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
iKWK	Innovative Kraft-Wärme-Kopplung
PtL/PtH	<i>Power-to-Liquid/Power-to-Heat</i>
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MVA	Müllverbrennungsanlage
WärmeLV	„Wärmelieferverordnung“ – Verordnung über die Umstellung auf gewerbliche Wärmelieferung für Mietwohnraum
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
WPG	Wärmeplanungsgesetz

Abbildungsverzeichnis

Abbildung A	Energieträgereinsatz in der Fernwärmeerzeugung im Szenario <i>Klimaneutrales Deutschland 2045</i>
Abbildung B	Investitionsbedarf in Fernwärme im Szenario <i>Klimaneutrales Deutschland 2045</i>
Abbildung C	Miet- versus Eigentumswohnungen: Wärmeversorgung und Haushaltseinkommen
Abbildung D	Herausforderungen des Fernwärmeausbaus aus Sicht der Fernwärmeversorger und der Endkunden und -kundinnen
Abbildung E	Endkundenpreise (Fernwärme) mit und ohne Förderung in den drei Fallbeispielen
Abbildung F	Vergleich der Fernwärmepreise mit aktueller Förderung und neuen Politikinstrumenten mit dem Benchmark-Preis für die Versorgung über eine dezentrale, GEG-konforme Heizungen
Abbildung G	Handlungsempfehlungen aus der Perspektive der Fernwärmeversorgungsunternehmen und der Endkunden und -kundinnen
Abbildung 1	Miet- versus Eigentumswohnungen: Wärmeversorgung und Haushaltseinkommen
Abbildung 2	Einsatz von Energieträgern zur Bereitstellung von Fernwärme 1990–2022
Abbildung 3	Investitionen der Fernwärmeunternehmen 2013–2023
Abbildung 4	Entwicklung und Struktur der Nachfrage nach Fernwärme bis 2045 im Szenario <i>Klimaneutrales Deutschland 2045</i>
Abbildung 5	An Fernwärmenetze angeschlossene Gebäude und Wohnungen in den Jahren 2023, 2030 und 2045 im Szenario <i>Klimaneutrales Deutschland 2045</i>
Abbildung 6	Entwicklung der Trassenkilometer für Fernwärmenetze für verschiedene Stadtgrößen im Szenario <i>Klimaneutrales Deutschland 2045</i>
Abbildung 7	Energieträgereinsatz in der Fernwärmeerzeugung im Szenario <i>Klimaneutrales Deutschland 2045</i>
Abbildung 8	Installierte Leistung zur Fernwärmeerzeugung im Szenario <i>Klimaneutrales Deutschland 2045</i>
Abbildung 9	Investitionsbedarf in Fernwärme im Szenario <i>Klimaneutrales Deutschland 2045</i>
Abbildung 10	Eingangsdaten und Methodik zur Wirtschaftlichkeitsberechnung
Abbildung 11	Entwicklung der Wärmeerzeugung im Fallbeispiel Großberg
Abbildung 12	Entwicklung der Wärmeerzeugung im Fallbeispiel Mittelberg
Abbildung 13	Entwicklung der Wärmeerzeugung im Fallbeispiel Landberg
Abbildung 14	Überblick über die wichtigsten Kosten- und Erlös-komponenten bei Fernwärmesystemen
Abbildung 15	Dispatch im Fernwärmenetz: Lastverteilung verschiedener Wärmeerzeugungstechnologien über ein Jahr
Abbildung 16	Herausforderungen des Fernwärmeausbaus aus Sicht der Fernwärmeversorger und der Endkunden und -kundinnen
Abbildung 17	Jährlicher Cashflow einer KWK-Anlage und einer Großwärmepumpe mit und ohne Förderung
Abbildung 18	Funding Gap einer gasbetriebenen KWK-Anlage und einer Großwärmepumpe mit und ohne Förderung

Abbildung 19	Kostenstruktur der Energiebezugskosten ausgewählter Technologien je Kilowattstunde erzeugter Wärme
Abbildung 20	Auswirkungen verschiedener WACC-Sätze auf die Endkundenpreise (mit Förderung) im Fallbeispiel Großberg
Abbildung 21	Auswirkungen verschiedener WACC-Sätze auf die Endkundenpreise (mit Förderung) im Fallbeispiel Landberg
Abbildung 22	Endkundenpreis (Fernwärme) mit aktueller Förderung versus Kosten für die Wärmeversorgung über einen dezentralen Erdgaskessel
Abbildung 23	Endkundenpreis (Fernwärme) mit aktueller Förderung versus Kosten für die Wärmeversorgung über dezentrale, GEG-kompatible Heizungen
Abbildung 24	Vergleich der Verbraucherpreis-Indizes Fernwärme und Erdgas mit den Erzeugerpreis-Indizes für Erdgas
Abbildung 25	Vergleich verschiedener Gaspreis-Indizes
Abbildung 26	Übersicht der Fernwärme-Preiskomponenten für Endkundinnen und -kunden im Fallbeispiel Großberg; ohne Förderung
Abbildung 27	Übersicht der Fernwärme-Preiskomponenten für Endkunden und -kundinnen in den Fallbeispielen Mittelberg und Landberg; ohne Förderung
Abbildung 28	Endkundenpreise (Fernwärme) mit und ohne Förderung in den drei Fallbeispielen
Abbildung 29	Vergleich der Fernwärmepreise mit aktueller Förderung und neuen Politikinstrumenten mit dem Benchmark-Preis für die Versorgung über eine dezentrale, GEG-konforme Wärmeversorgung
Abbildung A1-1	Entwicklung der installierten Leistung im Fallbeispiel Großberg
Abbildung A1-2	Erzeugungsstruktur im Status quo und Zielbild im Fallbeispiel Großberg
Abbildung A2-1	Entwicklung der installierten Leistung im Fallbeispiel Mittelberg
Abbildung A2-2	Erzeugungsstruktur im Status quo und Zielbild im Fallbeispiel Mittelberg
Abbildung A3-1	Entwicklung der installierten Leistung im Fallbeispiel Landberg
Abbildung A3-2	Erzeugungsstruktur im Status quo und Zielbild im Fallbeispiel Landberg
Abbildung A6	Energiebezugskosten

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Kalkulatorische Zinssätze (Stand 2020) ausgewählter Netzbetreiber
Tabelle 2	Transformationsplan zur Umstellung des Erzeugungsparks und des Ausbaus der Fernwärme im Fallbeispiel Großberg
Tabelle 3	Transformationsplan zur Umstellung des Erzeugungsparks und des Ausbaus der Fernwärme im Fallbeispiel Mittelberg
Tabelle 4	Transformationsplan zur Umstellung des Erzeugungsparks im Fallbeispiel Landberg
Tabelle 5	Anlagenbestand und Investitionen in Fernwärme-Erzeugungsanlagen und den Ausbau des Wärmenetzes bis zum Jahr 2045 in den drei Fallbeispielen
Tabelle 6	Effekt einer Stromsteuerreduktion um 2 ct/kWh auf die BEW-Förderung für Wärme-erzeugungsanlagen bis 2045

1 Zusammenfassung

1.1 Rolle der Wärmenetze für Klimaneutralität

Wärmenetze sind ein wichtiger Baustein, um die Klimaziele im Gebäudebereich zu erreichen. Vor allem in dichter besiedelten Gebieten bieten Wärmenetze eine effiziente Lösung, um viele Häuser auf einmal mit klimaneutraler Wärme zu versorgen – eine echte Chance, den Klimaschutz im Gebäudesektor schnell weiterzubringen. Das Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, Universität Kassel, 2024) geht daher davon aus, dass künftig ein Drittel der Wohnungen mit Wärmenetzen versorgt wird. Das ist ein starker Anstieg, denn aktuell werden nur rund 15 Prozent der Wohnungen in Deutschland mit Fernwärme versorgt.

Damit die Fernwärme zum Erreichen der Klimaziele beitragen kann, gilt es, die Netze aus- und neuzubauen und die Erzeugung auf Erneuerbare Energien umzustellen. Vor dem Hintergrund der wichtigen Rolle der Wärmenetze für die Gebäudeversorgung wurde auf dem Fernwärmegipfel im Juni 2023 das Ziel vereinbart, bis 2045 jährlich rund 100.000 Gebäude an Wärmenetze anzuschließen – aktuell liegen die jährlichen Neuanschlüsse lediglich bei etwa 25.000–35.000 (AGFW, 2023). Mit einer steigenden Anzahl von Wärmenetzanschlüssen geht auch die Notwendigkeit des Ausbaus der Wärmenetze einher. Der Fernwärmeausbau des Szenarios *Klimaneutrales Deutschland 2045* erfordert eine Verdreifachung der Fernwärmetrassenlängen bis 2045 verglichen mit dem Ausgangsjahr 2023. Der Fernwärmeausbau findet dabei vor allem in Großstädten

→ Infobox A: Vorgehensweise und Methodik: Wirtschaftlichkeitsberechnung von Fallbeispielen basierend auf dem Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045*

Die vorliegende Studie analysiert die Wirtschaftlichkeit von klimaneutral betriebenen Wärmenetzen und nimmt dabei sowohl Fernwärmeversorger als auch die Endkunden und -kundinnen in den Blick.

Die Berechnungen basieren auf dem Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045*, welches von Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut und der Universität Kassel im Auftrag der Agora Thinktanks und Agora Verkehrswende erstellt wird (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, Universität Kassel, 2024).*

Basierend auf dem Szenario sowie in Zusammenarbeit mit einem Begleitkreis aus Vertreter:innen der Fernwärmebranche, von Sozialverbänden, Finanzierung und Politik wurden drei typisierte Fallbeispiele entwickelt. Für diese Fallbeispiele wurden Fernwärmeabsatz und Transformationspfade bis zum Erreichen der Klimaneutralität 2045 entwickelt. Mittels eines Fernwärme-Dispatch-Modells wurden die für die Wirtschaftlichkeitsberechnung relevanten Betriebsdaten bestimmt. Im nächsten Schritt erfolgte die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Fernwärmenetze anhand einer dynamischen Investitionsrechnung.

Durch die Analyse der Berechnungen wurden Herausforderungen identifiziert, die dem Ausbau klimaneutral betriebener Wärmenetze entgegenstehen. Darauf aufbauend wurden gezielt Lösungen entwickelt.

*Das Szenario stellt ein Update der ursprünglichen Version des Jahres 2021 dar – zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Studie noch unveröffentlicht.

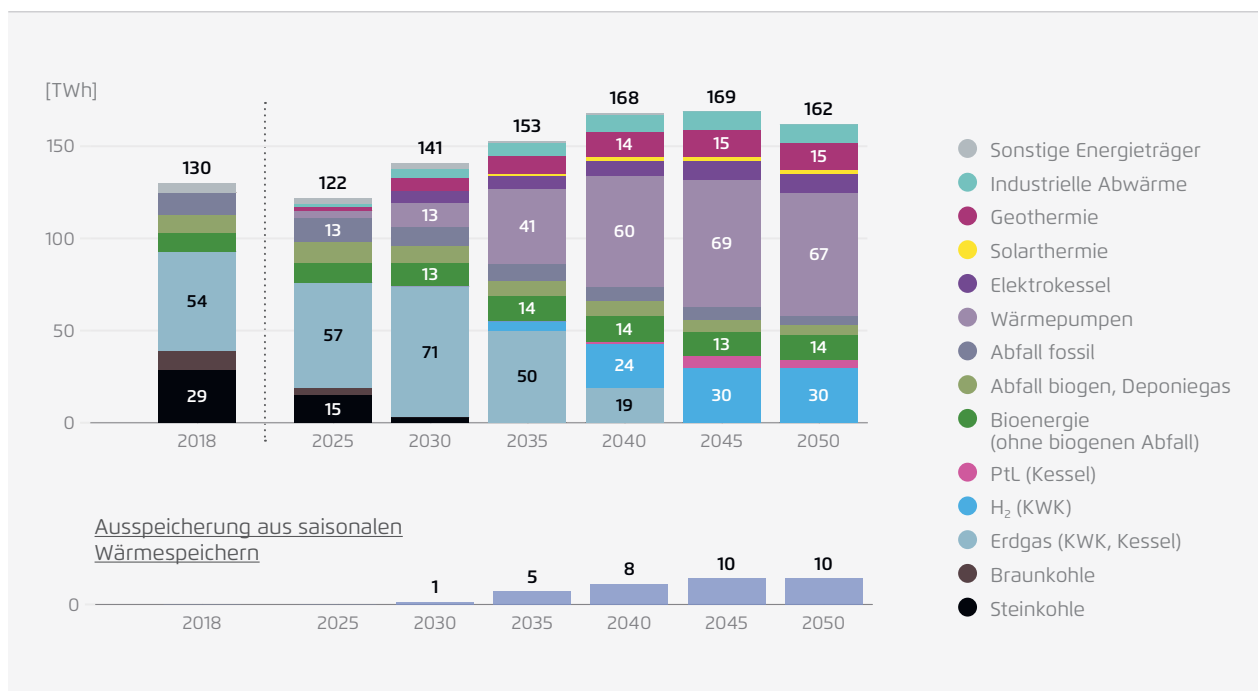
statt. Zusätzlich muss die aktuell noch überwiegend fossile Fernwärmeerzeugung auf Erneuerbare Energien umgestellt werden. Abbildung A stellt die Fernwärmeerzeugung von 2018 bis 2050 im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045* dar. Die Großwärmepumpe nimmt eine Schlüsselrolle ein und erzeugt 2050 fast die Hälfte der benötigten Wärme. Daneben werden vor allem Geothermie, industrielle Abwärme und Biomasse genutzt, zusätzlich werden saisonale Speicherkapazitäten aufgebaut. Im Sinne einer effizienten Sektorenkopplung spielt auch die Wärmenutzung stromgeführter, mit Wasserstoff betriebener Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) eine Rolle. Im Schnitt übernehmen sie im Jahr 2050 knapp 20 Prozent der Fernwärmeerzeugung – hier ist jedoch wichtig herauszustellen, dass nicht alle Netze Zugang zu Wasserstoff-KWK haben werden, da diese ausschließlich stromnetzdienlich eingesetzt und positioniert werden. Für die verbleibenden Netze können zum Beispiel Biomasse oder PtL-Kessel (*Power-to-Liquid*-Kessel) Spitzenlasten abdecken.

Für die Energieversorgungsunternehmen stellen die Investitionen in den Aus- und Umbau der Fernwärme eine große Herausforderung dar.

Ausgehend von dem Fernwärmeausbau im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045* sind bis 2030 circa 24 Milliarden Euro für den Netzausbau und die Umstellung auf erneuerbare Wärmeerzeugung erforderlich – im Zeitraum von 2030 bis 2040 steigt mit dem beschleunigten Ausbau von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Netzen der Investitionsbedarf auf insgesamt rund 83 Milliarden Euro – das entspricht einer Verdopplung der Investitionen auf rund 5 Milliarden Euro pro Jahr (siehe Abbildung B). Für die einzelnen Fernwärmeversorger kann das Investitionen erfordern, die ihre jetzige Investitionstätigkeit und den Wert des Anlagen- und Netzbestandes um ein Vielfaches überschreiten. Neben der zusätzlichen Aktivierung von Eigenkapital bedeutet das, dass Unternehmen mehr Fremdkapital einbinden werden müssen als bislang. Das stellt die häufig kommunalen Eigentümer vor neue Herausforderungen.

Energieträgereinsatz in der Nah- und Fernwärmeerzeugung im Szenario *Klimaneutrales Deutschland*

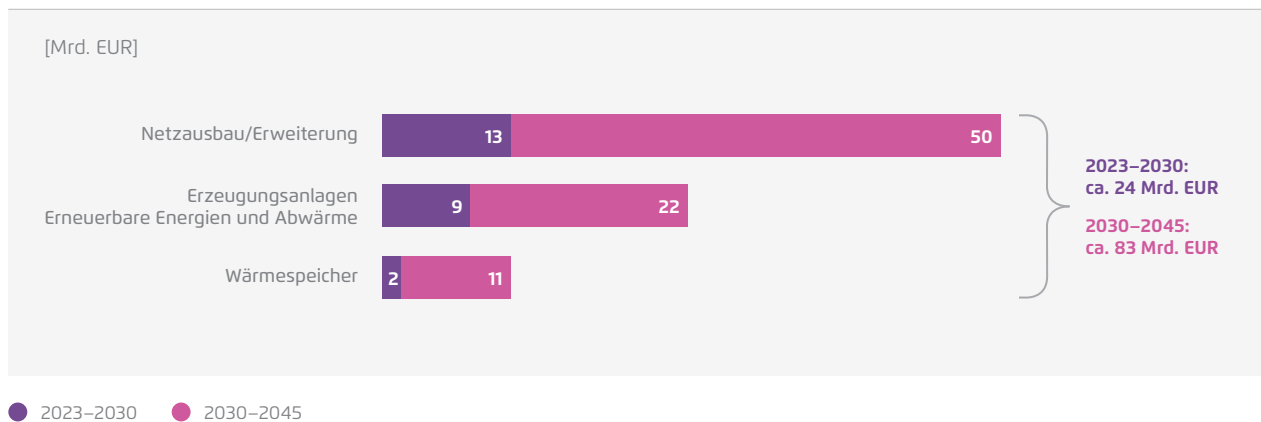
Abb. A



Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Universität Kassel (2024)

Investitionsbedarf in Fernwärme im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045*

Abb. B



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024) basierend auf Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, Universität Kassel (2024). Anmerkung: Ohne Ersatzinvestitionen sowie ohne Investitionen in stromgeführte KWK-Anlagen auf Basis von Wasserstoff und Biomasse

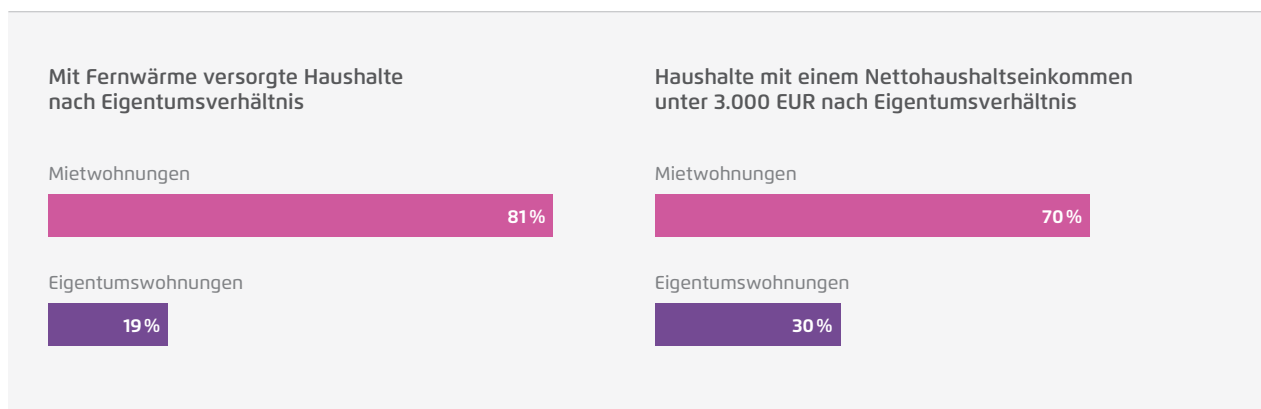
Der Ausbau der Fernwärme erfordert, dass zügig sichere Rahmenbedingungen geschaffen werden – ansonsten drohen Anschlussquoten wegzubrechen. Auch wenn die Wärmeversorger durch die Verpflichtungen des Gebäudeenergiegesetzes und im Zuge der kommunalen Wärmeplanung eine verstärkte Nachfrage nach Fernwärme erleben, sind unsichere zukünftige Anschlussquoten ein Risikofaktor. Um hohe Anschlussquoten zu erreichen, besteht überdies ein gewisser Zeitdruck – gelingt der Netzausbau nicht rechtzeitig, besteht das Risiko, dass diejenigen Kunden und Kundinnen, die die Möglichkeit dazu haben, sich zwischenzeitlich schon für alternative

Wärmeversorgungsmöglichkeiten entschieden haben. Bauliche und planerische Herausforderungen bei der Umsetzung innerhalb der Kommunen können neben den wirtschaftlichen Herausforderungen den raschen Fernwärmeausbau verzögern.

Bezahlbarkeit und Verbraucherschutz sind entscheidend für den erfolgreichen Ausbau der Fernwärme – insbesondere Miethaushalte sind auf eine Absicherung des Preisniveaus angewiesen. Die Fernwärme war zuletzt des Öfteren wegen hohen und unverständlichen Preisanstiegen in der Kritik. Das Bundeskartellamt hat zuletzt in sechs Fällen

Miet- versus Eigentumswohnungen: Wärmeversorgung und Haushaltseinkommen*

Abb. C



Agora Energiewende (2024) basierend auf Statistischem Bundesamt (2024). * Stand Zensus 2022

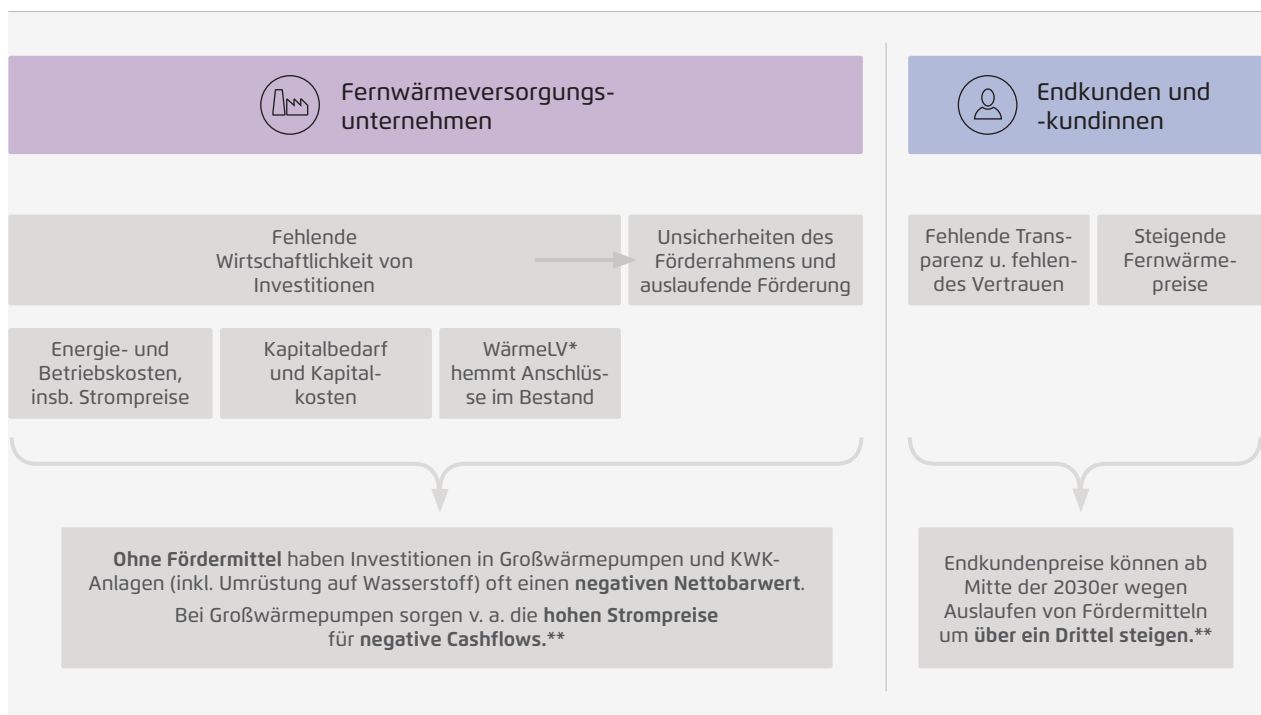
Verfahren eröffnet wegen Verdachts auf missbräuchlich überhöhte Preissteigerungen im Zeitraum von Januar 2021 bis September 2023 (Bundeskartellamt, 2024). Auch der Verbraucherzentrale Bundesverband hat mit zwei Sammelklagen auf Fernwärmepreiserhöhungen von mehreren Hundert Prozent seitens zweier Fernwärmeunternehmen reagiert – Ausgang noch offen (vzbv, 2024). Der Regulierungsrahmen der Preise für Fernwärme muss dahingehend angepasst werden, solche Ausreißer einzufangen und die Verbraucherinnen und Verbraucher zu schützen. Gerade Miethaushalte müssen dabei in den Blick genommen werden – sie machen 80 Prozent der mit Fernwärme versorgten Haushalte aus (siehe Abbildung C). Mieter haben kaum Einfluss auf die eigene Energieversorgung und sind in der Regel auch nicht selbst Vertragspartner des Fernwärmeversorgers. Zudem

verfügen Miethaushalte im Schnitt über ein geringeres Nettoeinkommen als Eigentümerhaushalte: Von den Haushalten mit einem Nettoeinkommen unter 3.000 Euro machen Mieterhaushalte 70 Prozent aus (Zensus 2022).

1.2 Herausforderungen für Fernwärmeversorgungsunternehmen und Endkunden und -kundinnen

Die Analyse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen hat Herausforderungen aufgezeigt, die dem Ausbau der Fernwärme entgegenstehen. Diese Herausforderungen wurden mit dem Begleitkreis diskutiert. Abbildung D fasst die wichtigsten Ergebnisse zusammen.

Herausforderungen des Fernwärmeausbaus aus Sicht der Fernwärmeversorger → Abb. D
und der Endkunden und -kundinnen



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). *Wärmelieferverordnung ** Zahlen basierend auf typisierten Fallbeispielen

Fernwärmeversorgungsunternehmen

Für Fernwärmeversorger sind Investitionen in neue, klimaneutrale Wärmeerzeuger ohne entsprechende Fördermittel häufig noch nicht wirtschaftlich. In diesem Zusammenhang sind die zentralen Herausforderungen:

- **Energie- und Betriebskosten, insbesondere die Höhe der Strompreise:** Hauptgrund für die fehlende Wirtschaftlichkeit von Großwärmepumpen sind die hohen Strompreise – verursacht unter anderem durch das System aus Abgaben, Umlagen und Steuern. Die Cashflow-Analyse einer Investition in eine Großwärmepumpe ohne Berücksichtigung von Betriebskostenförderung weist in einem typisierten Fallbeispiel jährlich einen negativen Cashflow auf.
- **Kapitalbedarf und Risiken:** Für viele Fernwärmeunternehmen stellt der Zugang zu ausreichend Kapital zur Finanzierung der Investitionen eine große Herausforderung dar.
 - Die **Erhöhung der Eigenkapitalquote** kann eine Herausforderung darstellen. Je nach Rechtsform und Eigentumsstruktur unterscheiden sich Fernwärmeversorgungsunternehmen im Hinblick auf ihre Eigenkapitalausstattung. Stadtwerke beispielsweise weisen grundsätzlich eine hohe Eigenkapitalausstattung auf. Jedoch ist es insbesondere Kommunen in strukturschwachen Regionen oft nicht möglich, die Eigenkapitalausstattung in dem Umfang zu stärken, wie es für die anstehenden Investitionen nötig wäre. Hinzu kommt, dass oft bestimmte Renditeerwartungen erfüllt werden müssen, die die Erhöhung der Eigenkapitalquote erschweren – für Kommunen sind das derzeit insbesondere Anforderungen an die Querfinanzierung anderer kommunaler Dienstleistungen (kommunale Daseinsvorsorge), aber auch private Kapitalgeber haben meist bestimmte Renditeerwartungen.
 - Der **Zugang zu Fremdkapital** ist für viele Energieversorger ebenfalls eine Herausforderung. Insbesondere Unternehmen in strukturschwachen Regionen und mit unzureichender Eigenkapitalausstattung haben oft keinen Zugang zu den Kapitalmärkten. Darüber hinaus

haben viele Fernwärmeunternehmen bisher abseits von Kreditfinanzierungen über einen kleineren Kreis von Hausbanken kaum Erfahrung mit Finanzierungsbeschaffung.

- Dazu kommen spezifische **Risiken**, die die **Fremdkapitalkosten erhöhen** können:
 - › Die Unsicherheit über zukünftige Anschlussraten ist ein großer Risikofaktor insbesondere dort, wo die Netze noch stark ausgebaut werden sollen.
 - › Im Bereich der Wärmeerzeuger werden das Fündigkeitsrisiko bei der Geothermie oder die Beständigkeit von Abwärmequellen häufig genannt.
 - › Zudem werden Fernwärmeleitungen insbesondere von Fremdkapitalgebern als „vergrabener“ Asset betrachtet: Im Gegensatz zu einer Anlage zur Wärmeerzeugung können Wärmenetze nicht als Sicherheit dienen, da sie unter der Erde vergraben sind und somit nicht abgebaut, verkauft und an anderer Stelle wieder aufgebaut werden können.

- **Wirtschaftlichkeit neuer Anschlüsse im Mietwohnbestand:** Neuanschlüsse im Mietwohnbestand werden durch die aktuelle Regelung der Wärmelieferverordnung (WärmeLV) ausgebremst. Die WärmeLV ist ein Instrument zum Schutz vor hohen Fernwärmepreisen im Mietwohnbereich: Wird ein Mietwohngebäude an ein Wärmenetz angeschlossen, dürfen die Fernwärmekosten für die Mieter:innen nicht über den Kosten der dezentralen Versorgung liegen. Das Problem: Als Referenz für die Kosten der dezentralen Versorgung werden die Wärmekosten der letzten drei Jahre zugrunde gelegt. In den meisten Fällen wird also die Fernwärme mit historisch günstigen Gaskesseln verglichen – zu diesen Preisen ist aber oft keine wirtschaftliche Versorgung mit Fernwärme möglich. Außerdem blendet diese Betrachtungsweise aus, dass bestehende fossil befeuerte Gaskessel künftig aufgrund der CO₂-Bepreisung deutlich teurer werden und nicht kompatibel mit dem Gebäudeenergiegesetz sind. Das verhindert somit häufig den so wichtigen Anschluss von Bestandsgebäuden im Mietwohnbereich und setzt die Mieter:innen gleichzeitig hohen Preisrisiken durch Verharren bei fossilen Wärmeerzeugern aus.

Die Förderinstrumente für die Fernwärme laufen in den nächsten Jahren aus und können die wirtschaftlichen Herausforderungen für die Fernwärmeversorger daher nicht ausreichend abfedern. Das gefährdet die Planungssicherheit und lässt eine Wirtschaftlichkeitslücke offen.

→ Das wichtigste Förderinstrument für klimaneutrale Fernwärme, die **Bundesförderung für Effiziente Wärmenetze (BEW)**, unterstützt den Ausbau klimaneutral betriebener Wärmenetze. Allerdings ist die BEW nicht mit ausreichend Fördermitteln ausgestattet und läuft in der jetzigen Form 2028 aus – das schafft nicht die dringend benötigte Planungssicherheit. Die Mittelausstattung von rund 0,8 Milliarden Euro jährlich liegt weit unter dem vom Branchenverband AGFW geschätzten Fördermittelbedarf von jährlich rund 3,5 Milliarden Euro. Zudem führt die haushaltsabhängige Finanzierung aufgrund der aktuellen Diskussion über knappe Haushaltsmittel zu Unsicherheiten. Die Berechnungen haben gezeigt, dass oftmals erst die Betriebskostenförderung der BEW den wirtschaftlichen Betrieb einer Großwärmepumpe möglich macht. Mit Auslaufen der Betriebskostenförderung von Großwärmepumpen nach zehn Jahren entsteht beim Betrieb von Großwärmepumpen eine Wirtschaftlichkeitslücke.

→ Das **Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)** war für Wärmenetzbetreiber lange ein wichtiger Wirtschaftlichkeitsfaktor. In der jetzigen Ausgestaltung fördert das Gesetz KWK-Anlagen sowie Investitionen in Wärmenetze und -speicher. Das KWKG ist im Gegensatz zur BEW umlagefinanziert und daher haushaltsunabhängig. Jedoch läuft die beihilfe-rechtliche Genehmigung für das KWKG Ende 2026 aus – da Projekte lange Planungszeiträume haben, bedeutet dies bereits ab heute einen Planungsstopp für neue Projekte.

Neben der fehlenden Wirtschaftlichkeit führen aufwändige und in den verschiedenen Bundesländern unterschiedliche Regelungen im Bereich **Bau- und Genehmigungsrecht** zu langwierigen und personalintensiven Prozessen.

Endkunden und -kundinnen

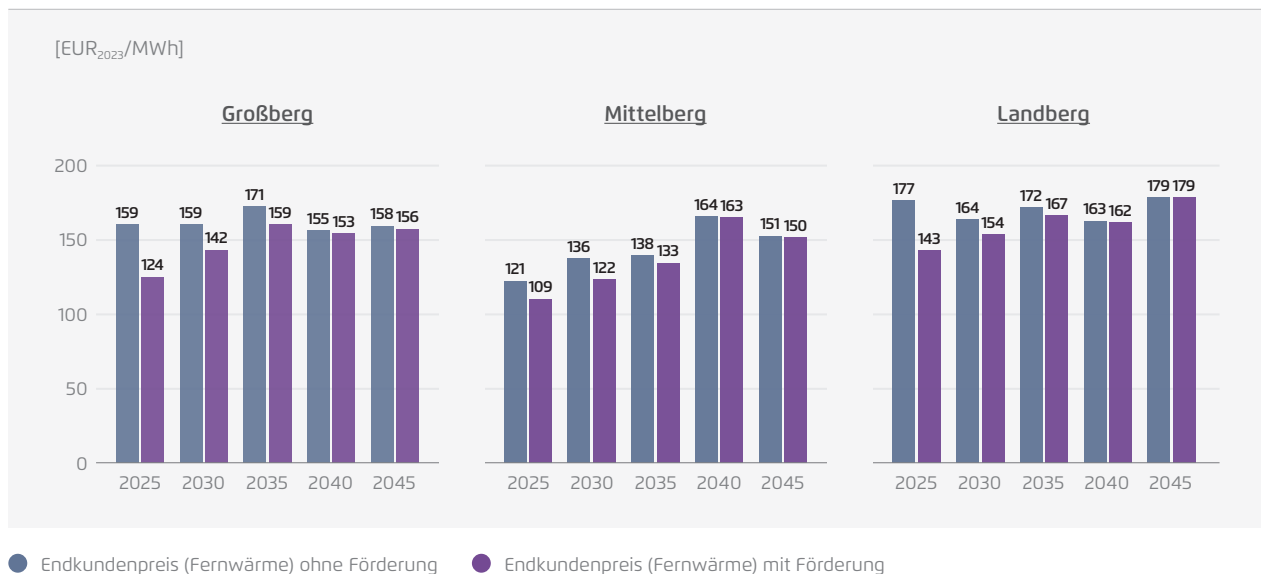
Fernwärmenetze sind natürliche lokale Monopole und insbesondere Mieter:innen haben kaum Einfluss auf ihre Wärmeversorgung. Den schwankenden Preisen sind Fernwärmekunden und -kundinnen daher oft schutzlos ausgeliefert – eine wirksame Preisaufsicht existiert in Deutschland nicht. Zudem sind Fernwärmepreise aus Verbrauchersicht oft schwer nachvollziehbar. Preisgleitklauseln, die Preisänderungen in den Fernwärmenetzen über verschiedene Indizes abbilden und auf den Anbieterseiten veröffentlicht werden müssen, schaffen keine echte Transparenz, da sie aufgrund ihrer Komplexität für Verbraucher:innen oft unverständlich sind. Die Verbandsinitiative zur Schaffung einer Transparenzplattform ist ein erster Schritt in Richtung mehr Transparenz und Vergleichbarkeit, bietet aber noch keinen ausreichenden Verbraucherschutz.

Die Preise für Endkunden und -kundinnen können ab Mitte der 2030er Jahre mit Auslaufen der aktuellen Fördersysteme um bis zu mehr als einem Drittel steigen. Die Berechnungen der Fallbeispiele zeigen ausgehend von einer vereinfachten *Cost-Plus*-Preisberechnung, dass die Preise für Fernwärme aktuell durch die Wirkung von Förderinstrumenten (BEW und KWKG) abgedeckt werden. Im Jahr 2025 reduzieren KWKG und BEW die modellierten Endkundenpreise in zwei der Beispiele etwa um 3,5 Cent/kWh. Diese beiden Netze haben im Status quo sehr hohe Anteile an Erdgas-KWK und das KWKG trägt hier maßgeblich zur Reduktion der Preise bei. Mit Auslaufen der Förderung steigen die Preise in den drei Beispielnetzen bis 2045 um 25 bis knapp unter 40 Prozent.

Preisunterschiede zwischen verschiedenen Wärmenetzen wird es aufgrund örtlich sehr unterschiedlicher Bedingungen weiterhin geben. In den Fallbeispielen variieren die durch die *Cost-Plus*-Berechnung ausgewiesenen Preise zwischen den verschiedenen Netzen zwischen rund 11 Cent und 14,3 Cent pro Kilowattstunde in 2025 und 15 Cent und rund 18 Cent in 2045 (reale Preise, Bezugsjahr 2023). Die Preisunterschiede in den

Endkundenpreise (Fernwärme) mit und ohne Förderung in den drei Fallbeispielen

Abb. E



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). Anmerkung: Endkundenpreise basierend auf einem vereinfachten *Cost-Plus*-Ansatz

Beispielnetzen sind mit rund 2–3,5 Cent/kWh jedoch trotz der sehr unterschiedlichen Erzeugungs- und Nachfragestruktur in den Netzen gering im Vergleich zu den aktuell auf der Transparenzplattform Fernwärme ausgewiesenen Preisspannen: Dort liegen die Höchstpreise im Bereich 30 bis 40 Cent/kWh, die niedrigsten Preise liegen im Bereich von 10 Cent/kWh – es bestehen also Preisunterschiede von bis zu 30 Cent/kWh.

1.3 Handlungsempfehlungen

Wärmeversorgungsunternehmen

Energie- und Betriebskosten: Höchste Priorität erhält die Reduzierung der Energiebezugskosten von Anlagen zur Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Diese soll primär über die Reduzierung der Strombezugskosten erreicht werden. Hiervon profitieren alle Technologien, die Strom zur Wärmeerzeugung einsetzen – also Großwärmepumpen, Geothermieanlagen und E-Heizer. Schnell umsetzbar ist die Reduzierung der Stromsteuer für diese Anlagen auf den seitens der EU möglichen minimalen Steuersatz

von 0,05 Cent/kWh. Zudem kann eine Anpassung der Netzentgelte für flexible Verbraucher die Strombezugskosten weiter reduzieren.

Förderrahmen:

- Die Fördertatbestände der BEW sollten verlängert werden. Die Investitionskostenzuschüsse der BEW sowie die Betriebskostenförderung für Großwärmepumpen werden in der bisherigen Form weitergeführt. Die aktuelle Begrenzung auf 90 Prozent der Stromkosten verhindert dabei eine potenzielle Überförderung, die durch die Senkung der Strombezugskosten ausgelöst werden könnte.
- Kurzfristig kann eine gezielte Anpassung des KWKG Investitionen in Fernwärme unterstützen, ohne dass Geld aus dem Bundeshaushalt benötigt wird. Dazu sollte das KWKG für wenige Jahre verlängert werden, um den sicheren Fortbestand der Förderung von Erneuerbaren Energien im Fernwärmemarkt abzusichern. Würde dabei das Element der iKKW (innovative Kraft-Wärme-Kopplung) auch auf bestehende KWK-Anlagen aus-geweitet, würde das mehr Investitionen in Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Fernwärme zulassen, ohne dass zusätzliche, eventuell nicht systemdienlich

einsetzbare KWK-Anlagen errichtet oder modernisiert werden müssten. Für fossile KWK sollte die Förderung absehbar eingestellt werden.

- Mittelfristig braucht es eine Lösung für ein verlässliches, langfristig gesichertes Instrument für die Fernwärme. Infrage käme hier ein Fördergesetz, aus dem sich ein Rechtsanspruch auf die Förderung von Fernwärme aus Erneuerbaren Energien ergeben könnte. Die Finanzierung könnte zusätzlich über eine Umlage abgesichert werden. Dies ist aber rechtlich komplex.

Reform der Wärmelieferverordnung: Statt die Preisreferenz wie bisher auf Basis der Kosten vergangener Jahre zu ermitteln, sollte künftig eine vorausschauende Betrachtung vorgenommen werden. Als Referenzpreis sollte eine Wärmeversorgung dienen, die mindestens den Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes entspricht. In die Ermittlung der Kosten sollten künftig zu erwartende Effekte des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) und des europäischen Emissionshandelssystems für den Gebäude- und Transportsektor (Emissions Trading System, ETS 2) einbezogen werden.

Kapitalbedarf und Risiken: Um die Finanzierung von Investitionen in Fernwärmesysteme zu erleichtern, adressieren die vorgeschlagenen Maßnahmen zwei zentrale Aspekte:

- **Mehr Investorengruppen und mehr Kapital für die Wärmewende** aktivieren,
- **Risiken durch die öffentliche Hand abmildern**, um Investitionen in die Wärmewende attraktiver zu gestalten.

Endkunden und -kundinnen

Zur Stärkung des **Verbraucherschutzes** im Fernwärmebereich werden folgende Instrumente vorgeschlagen:

- **Etablierung bzw. Weiterentwicklung einer Vergleichsplattform für Fernwärme:** Eine Vergleichsplattform kann dazu beitragen, Kundinnen und

Kunden verständliche Preisinformationen über Fernwärme zugänglich zu machen. Die bereits vorhandene brancheneigene Transparenzplattform kann dabei als Ausgangsbasis dienen und entweder von klaren gesetzlichen Vorgaben begleitet werden oder in die Verantwortung einer staatlichen oder öffentlich beauftragten Institution übergeben werden. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) wäre dafür vermutlich am besten geeignet. Es wird erwartet, dass von der Möglichkeit zum Vergleich ein öffentlicher Rechtfertigungsdruck auf Fernwärmeunternehmen mit besonders hohen Preisen ausgehen wird.

- **Einführung einer unabhängigen Preisaufsicht:** Eine bei einer unabhängigen staatlichen Behörde angesiedelte Preisaufsicht könnte gezielt Fernwärmepreise überprüfen (beispielsweise wenn diese einen bestimmten Schwellenwert überschreiten, als Referenz könnte der Bundesdurchschnitt der Fernwärmepreise oder der Wärmemarktindex des Statistischen Bundesamts dienen). Zusätzlich sollte die Preisaufsicht Stichproben nehmen, um Fernwärmepreise und Preisänderungsklauseln zu überprüfen.

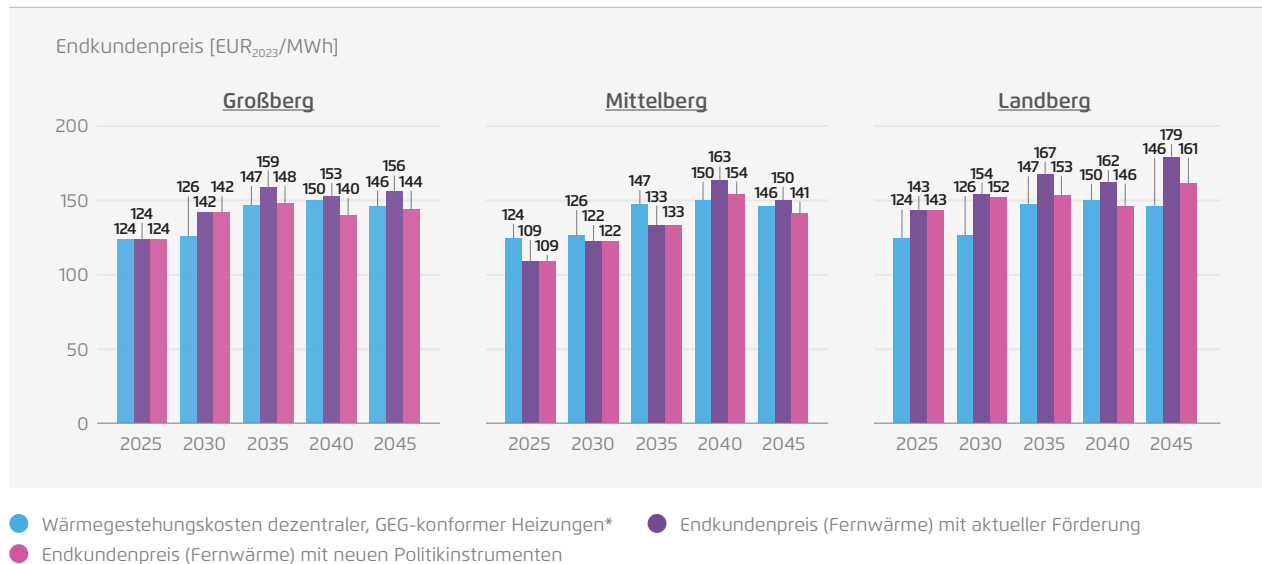
Wirkung der vorgeschlagenen Instrumente

Instrumente, die einen direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung haben, sorgen für folgende Effekte:

- Für **Fernwärmeversorger** stellen die vorgeschlagenen Instrumente die **Wirtschaftlichkeit für Investitionen in grüne Wärmenetze sicher, ohne dabei zu überfordern**.
- Für **Endkunden und -kundinnen** federn die vorgeschlagenen Instrumente den **Preisanstieg ab** und halten die Fernwärmepreise langfristig auf **vergleichbarem Niveau mit dezentralen Heizungen (siehe Abbildung F)**. Hinzu kommen die Effekte der flankierenden Verbraucherschutzinstrumente Vergleichsplattform und Preisaufsicht, die jedoch nicht quantifiziert werden konnten.

Vergleich der Fernwärmepreise mit aktueller Förderung und neuen Politikinstrumenten mit dem Benchmark-Preis für die Versorgung über eine dezentrale, GEG-konforme Heizung*

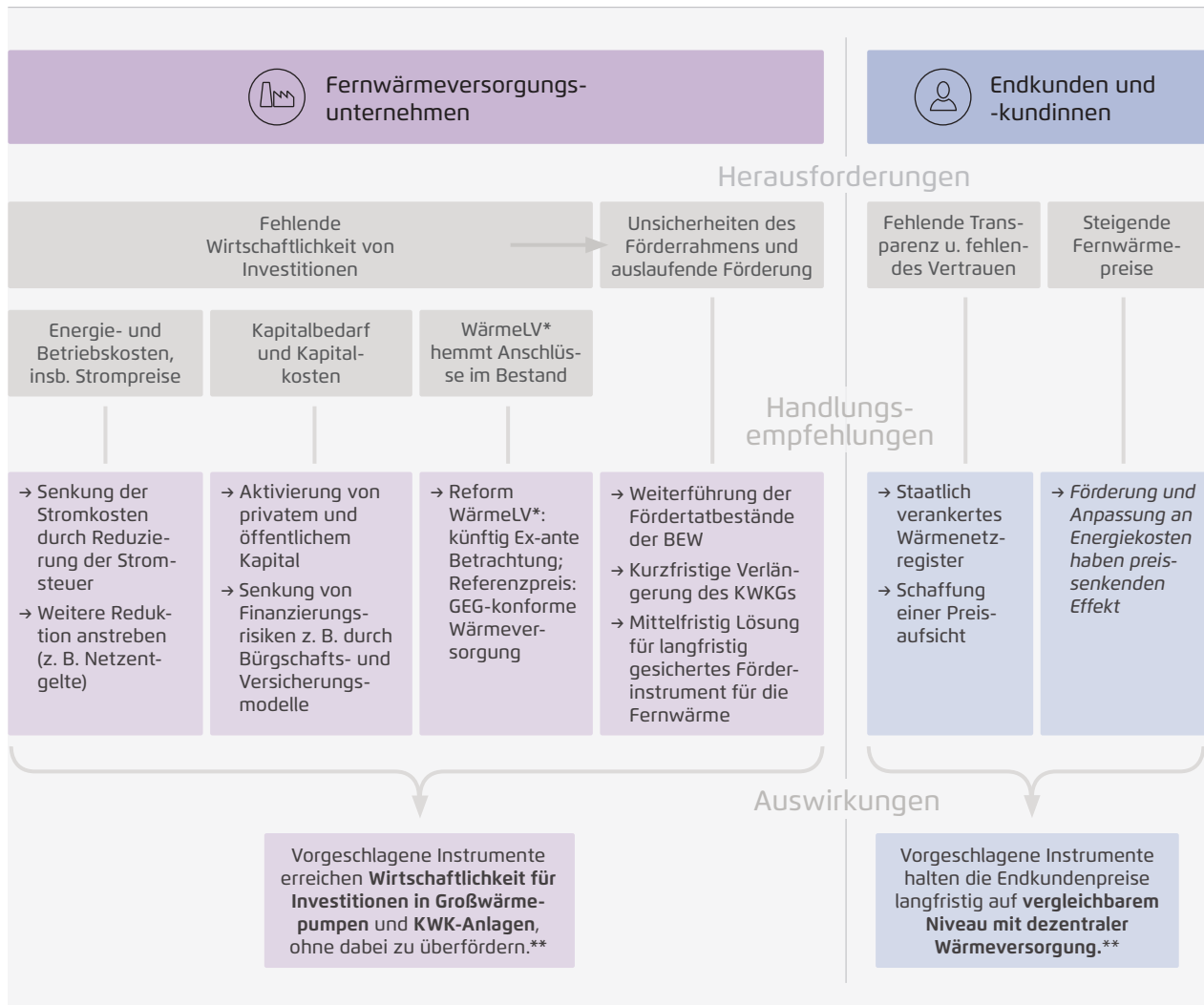
Abb. F



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). Anmerkung: Endkundenpreise Fernwärme basierend auf einem vereinfachten *Cost-Plus*-Ansatz
 *GEG-konforme Heizung: bis 2030 Erdgaskessel mit zunehmender Beimischung erneuerbarer Gase, ab 2030 Wärmepumpe. Die dezentrale, GEG-konforme Heizung dient als Benchmark, um die Entwicklung der Fernwärmepreise einzuordnen. Zu beachten ist dabei jedoch, dass die dezentrale Versorgung aufgrund von beispielsweise baulichen Gegebenheiten nicht immer eine plausible Option ist.

Handlungsempfehlungen aus der Perspektive der Fernwärmeversorgungsunternehmen und der Endkunden und -kundinnen

→ Abb. G



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). *Wärmelieferverordnung ** Zahlen basierend auf typisierten Fallbeispielen

2 Einführung

2.1 Hintergrund dieser Studie

Mit dem Ziel der Klimaneutralität ist die Fernwärme in den Fokus gerückt. Wissenschaftliche Studien sehen deutliche Vorteile in ihrem Ausbau bei gleichzeitiger Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung. Auch das Ordnungsrecht im Gebäudebereich berücksichtigt die bedeutende Rolle von klimaneutral versorgten Wärmenetzen. Mit dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) wurden erstmals verbindliche Quoten für die Fernwärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme geschaffen.

Im neuen Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045*, welches von Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut und der Universität Kassel im Auftrag der Agora Thinktanks und Agora Verkehrswende erstellt wurde (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Universität Kassel, 2024), nimmt die Fernwärme eine zentrale Rolle bei der Wärmeversorgung von Gebäuden ein. Ihr Anteil an der Versorgung der Gebäude mit Raumwärme und Warmwasser steigt in dem Szenario von aktuell rund 8 Prozent am Wärmebedarf auf knapp über 20 Prozent im Jahr 2045 an. Der Fernwärmeverbrauch in Gebäuden verdoppelt sich damit von aktuell rund 60 TWh auf etwa 123 TWh im Jahr 2045. Da zeitgleich ein guter Teil der Gebäude energetisch saniert wird, steigt die Menge der zu versorgenden Gebäude noch deutlicher an: Ihre Zahl wird sich bis 2045 etwas mehr als verdreifachen. Der Anteil Erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme an der Fernwärmeerzeugung liegt aktuell bei etwa 23 Prozent. Bis 2045 ist eine vollständig auf Erneuerbaren Energien basierende erzeugte Fernwärmeerzeugung nötig, um Klimaneutralität zu erreichen.

Aus diesen Eckdaten lassen sich drei große Herausforderungen für die Fernwärme ableiten:

- Die bestehende, deutlich fossil geprägte Fernwärmeerzeugung muss im laufenden Betrieb auf Erneuerbare Energien und nicht vermeidbare Abwärme umgestellt werden.
- Die bestehenden Wärmeerzeugungskapazitäten müssen deutlich ausgebaut werden, um die aufgrund der gestiegenen Zahl der Gebäude doppelt so hohe Nachfrage decken zu können.
- Die Versorgungsgebiete der Fernwärme müssen deutlich ausgeweitet werden, um die deutlich gestiegene Anzahl der Gebäude versorgen zu können.

Um den Ausbau der Fernwärme sowie die Umstellung auf Erneuerbare Energien zu ermöglichen, sind bis 2030 rund 24 Milliarden Euro und zwischen 2030 und 2045 rund 83 Milliarden Euro erforderlich (eigene Berechnungen basierend auf Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Universität Kassel, 2024). Die Realisierung dieser Investitionen hängt jedoch maßgeblich von der Umsetzbarkeit vor Ort ab. Ein zentraler Faktor hierfür ist die Wirtschaftlichkeit – sowohl für die Fernwärmeunternehmen als auch für ihre Kunden und Kundinnen. Die Unternehmen investieren jedoch nur, wenn die Rahmenbedingungen eine zukünftige Wirtschaftlichkeit der Investition wahrscheinlich machen. Für die Endkunden und -kundinnen hingegen ist ein bezahlbarer Fernwärmepreis entscheidend.

Mit der vorliegenden Studie wird untersucht, welche wirtschaftlichen Herausforderungen dem ambitionierten Fernwärmeausbau aktuell noch entgegenstehen. Dazu werden Transformationspfade für drei Fallbeispiele entwickelt und analysiert, die in das Zielbild des Szenarios *Klimaneutrales Deutschland 2045* passen. Aus den Untersuchungen ihrer Wirtschaftlichkeit werden Empfehlungen für Politikinstrumente abgeleitet und in ihrer Wirkung bewertet.

2.2 Status quo der Fernwärme

Fernwärmenachfrage: Absatz und Sozialstruktur

Die Fernwärme versorgt vor allem die Sektoren Private Haushalte und Industrie und hat heute mit knapp 105 TWh einen Anteil von etwa 8 Prozent am Wärmemarkt (AGEB, 2023). Der Wärmemarkt in Deutschland umfasst die Anwendungen Raumwärme, Warmwasserbereitung und Prozesswärme. Mit knapp 1.300 TWh war er im Jahr 2022 für insgesamt rund 54 Prozent des Endenergieverbrauchs in Deutschland verantwortlich.

2022 wurden insgesamt 6,5 Millionen Wohnungen in 1,3 Millionen Wohngebäuden mit Fernwärme versorgt (BDEW, 2023). Zur Versorgung dieser Gebäude existieren heute Fernwärmeleitungsnetze mit einer Gesamtlänge von rund 22.000 Trassenkilometern (AGFW, 2023).

Mit Fernwärme versorgte Wohnungen befinden sich in der Regel in Mehrfamilienhäusern. Hier sind die Wohnflächen je Wohneinheit niedriger als in Ein- und Zweifamilienhäusern. Daher liegt der Anteil der Fernwärme mit rund 8 Prozent am Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser deutlich unter dem Anteil der mit Fernwärme versorgten Wohneinheiten mit 15,2 Prozent.

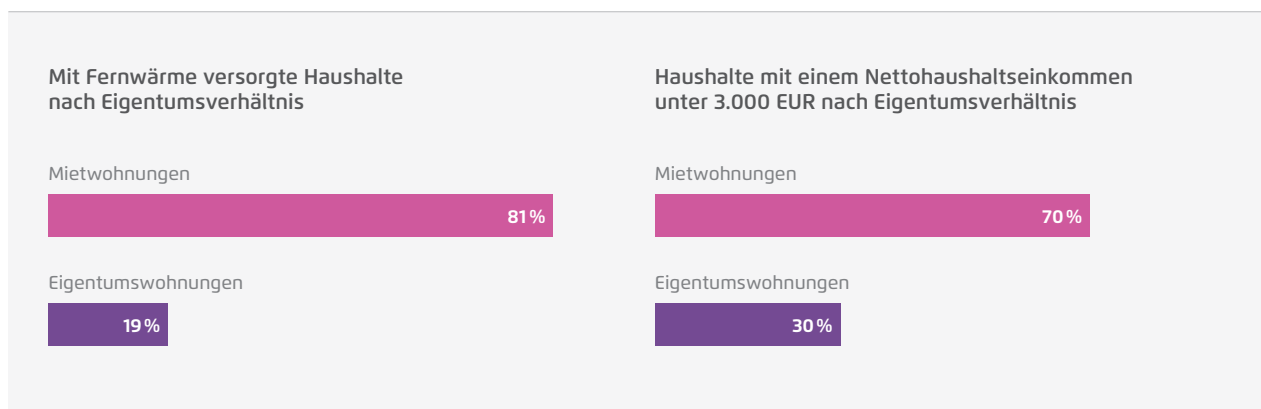
Fernwärme spielt vor allem im Mietwohnbereich eine wichtige Rolle: Über 80 Prozent der mit Fernwärme versorgten Haushalte waren 2022 Miethaushalte. Mieter:innen verfügen dabei durchschnittlich über ein geringeres Einkommen als Eigentümerhaushalte. So verfügen 70 Prozent der Miethaushalte über ein monatliches Nettoeinkommen von weniger als 3.000 Euro (Statistisches Bundesamt, 2024) (siehe Abbildung 1).

Energieträgereinsatz in der Fernwärmeerzeugung

Die zur Fernwärmeerzeugung eingesetzten Energieträger waren lange Zeit fast ausschließlich Braun- und Steinkohle sowie Erdgas. 1990 wurden noch 70 Prozent der Fernwärme durch Kohle, rund 25 Prozent durch Erdgas und 5 Prozent durch andere Energieträger erzeugt (AGEB, 2023). Bis zum Jahr 2020 hat sich dieses Bild gewandelt. Der Anteil von Braun- und Steinkohle liegt noch bei etwa 20 Prozent, während die Anteile von Erdgas (45 Prozent) und Erneuerbaren Energien (23 Prozent) deutlich angewachsen sind (siehe Abbildung 2). Die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien stammt dabei vor allem aus Biomasse und dem erneuerbaren Anteil der thermischen Abfallbehandlung. Andere Erneuerbare Energien spielen bislang noch eine stark untergeordnete Rolle.

Miet- versus Eigentumswohnungen: Wärmeversorgung und Haushaltseinkommen*

Abb. 1



Agora Energiewende (2024) basierend auf Statistischem Bundesamt (2024). * Stand Zensus 2022

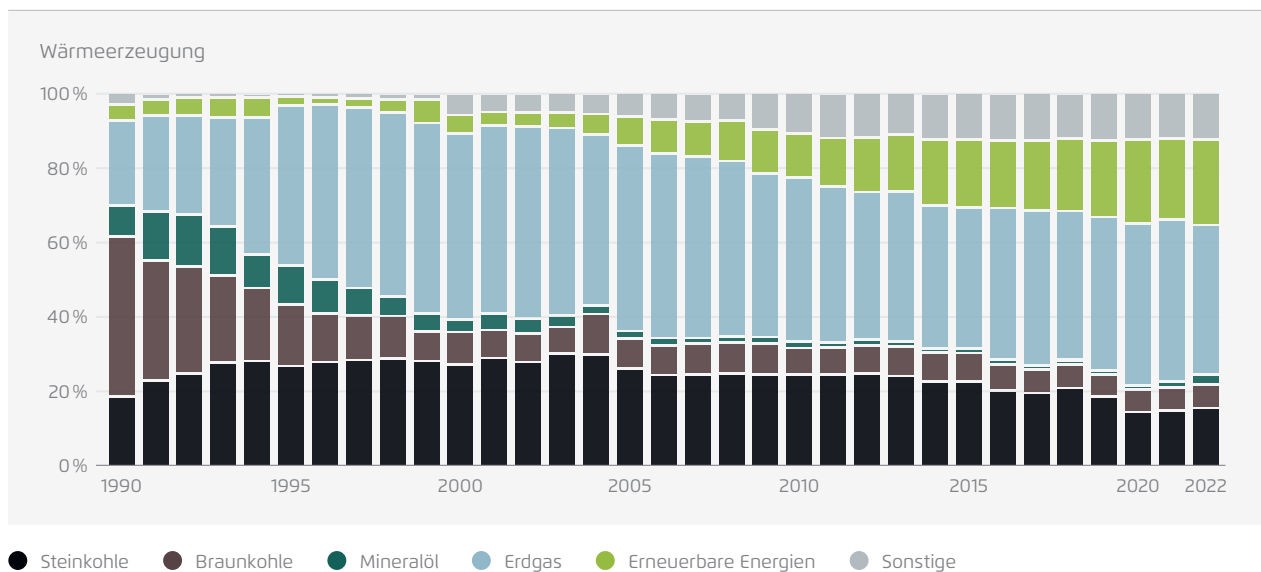
Laut Hauptbericht des AGFW (Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK) wurde zuletzt rund 85 Prozent der Fernwärme in KWK-Anlagen erzeugt, die übrige Erzeugung erfolgt über Heizkessel (AGFW, 2023).

Investitionen der Fernwärmeunternehmen

Die Investitionen der Fernwärmeunternehmen in Deutschland sind laut Angaben des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) seit 2013 mit Ausnahme der Jahre 2015 und 2016 stetig

Einsatz von Energieträgern zur Bereitstellung von Fernwärme 1990–2022

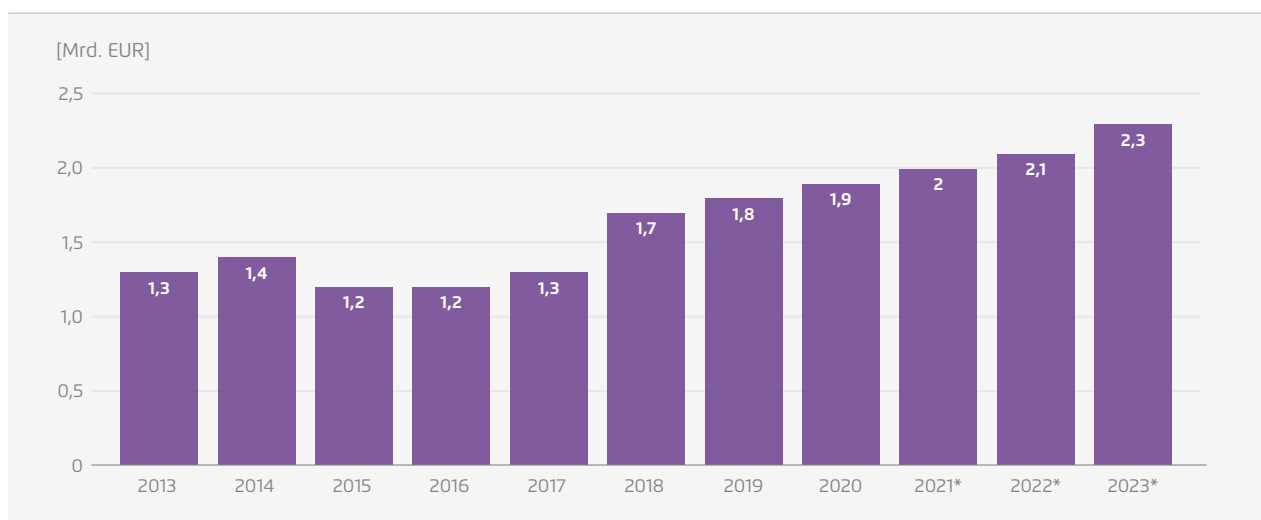
Abb. 2



AGEB (2023). 2022: vorläufige Daten

Investitionen der Fernwärmeunternehmen 2013–2023

Abb. 3



BDEW (2024). *vorläufig, teilweise geschätzt

angestiegen (BDEW, 2024). In den letzten zehn Jahren haben sich diese Investitionen nahezu verdoppelt, von 1,3 Milliarden Euro im Jahr 2013 auf 2,3 Milliarden Euro im Jahr 2023 (siehe Abbildung 3). Auch wenn nicht ersichtlich ist, in welche Bereiche und Technologien die Investitionen geflossen sind, vermittelt dies doch einen Eindruck davon, welche Investitionsvolumina bundesweit in den letzten Jahren realisiert werden konnten. Insgesamt zeigt sich ein zunehmendes Engagement für den Ausbau und die Modernisierung der Fernwärme- und Kälteinfrastruktur.

2.3 Fernwärme im Szenario Klimaneutrales Deutschland 2045

Fernwärmennachfrage

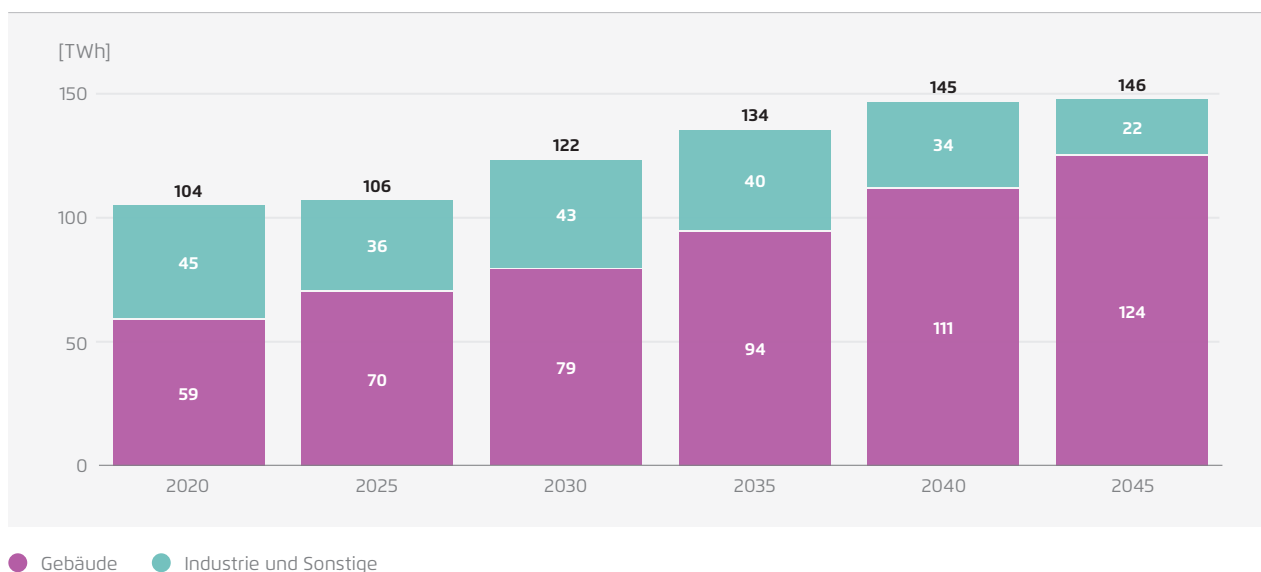
Die Struktur der Nachfrage ändert sich im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045* gegenüber dem Status quo deutlich (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Universität Kassel, 2024). Während sich die Nutzung von Fernwärme in Gebäuden auf circa

120 TWh/a etwas mehr als verdoppelt, halbiert sie sich in der Industrie (siehe Abbildung 4). In Summe steigt die Fernwärmennutzung in Deutschland bis zum Jahr 2045 um ein knappes Drittel auf rund 145 TWh/a – einschließlich Netz- und Umwandlungsverlusten sowie Verlusten durch Saisonspeicher sind es 169 TWh Wärme, die 2045 erzeugt werden.

Die Zahl der versorgten Wohngebäude steigt von aktuell etwa 1,3 Millionen auf rund 3,2 Millionen Gebäude im Jahr 2045. Auch die Zahl der Wohnungen steigt deutlich von 6,5 Millionen auf langfristig etwa 13,8 Millionen Wohnungen. Somit steigt der Anteil an mit Fernwärme versorgten Wohnungen von aktuell rund 15 Prozent auf etwa ein Drittel in 2045. Mit Blick auf den gesamten Gebäudebestand einschließlich Nichtwohngebäuden steigt die Zahl der mit Fernwärme versorgten Gebäude auf 2,2 Millionen in 2030 und 3,8 Millionen in 2045 an (siehe Abbildung 5). Dazu werden bis 2030 jährlich rund 90.000 und im Zeitraum von 2030 bis 2045 jährlich rund 110.000 neue Wärmenetzanschlüsse realisiert. Dies liegt auch im Bereich des auf dem Fernwärmegipfel 2023 genannten Ziels, bis 2045 jährlich mindestens 100.000 Wärmenetzanschlüsse zuzubauen.

Entwicklung und Struktur der Nachfrage nach Fernwärme bis 2045 im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045*

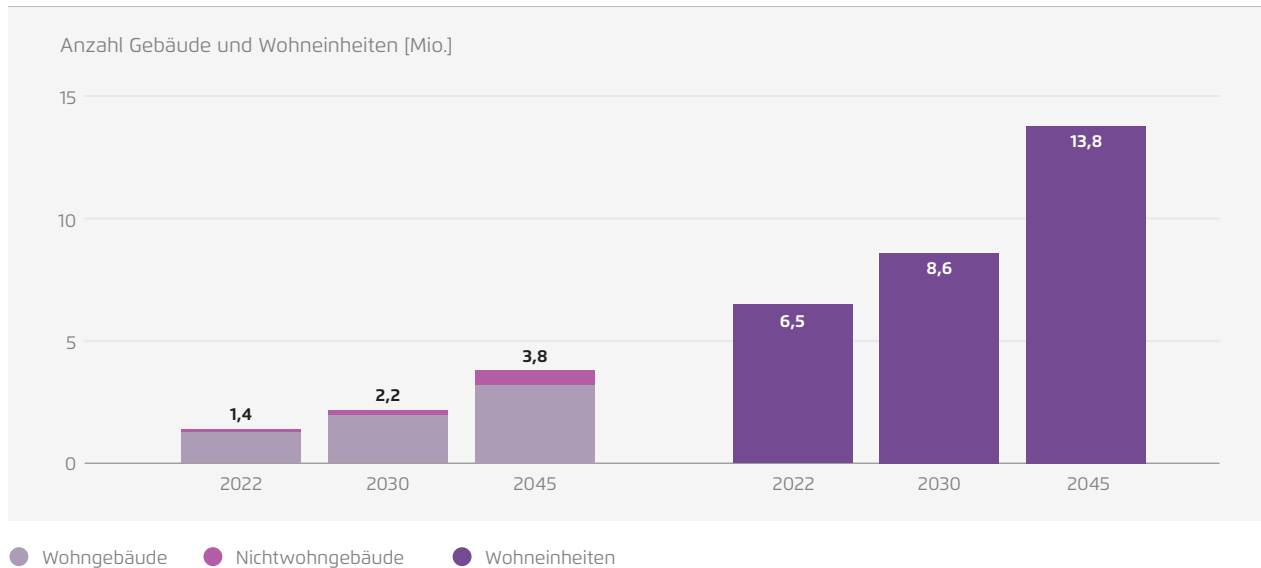
Abb. 4



Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Universität Kassel (2024)

An Fernwärmenetze angeschlossene Gebäude und Wohnungen in den Jahren 2022, 2030 und 2045 im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045*

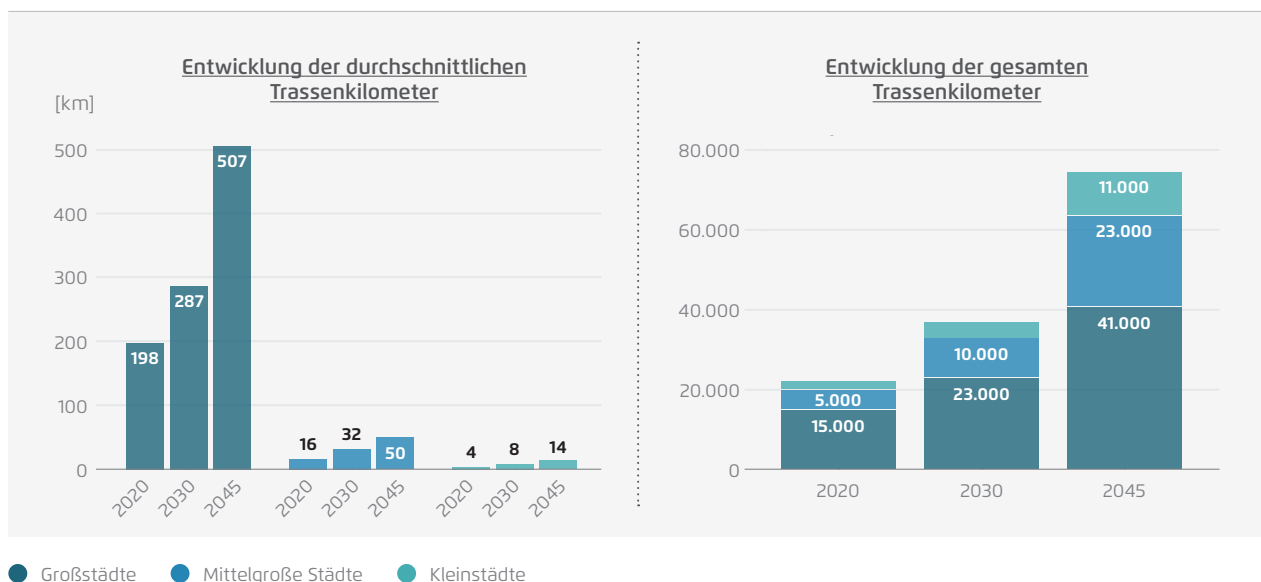
Abb. 5



Wert für 2022: Statistisches Bundesamt (2024); Werte für 2030 und 2045: Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Universität Kassel (2024)

Entwicklung der Trassenkilometer für Fernwärmenetze für verschiedene Stadtgrößen im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045*

Abb. 6



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

Der AFGW-Hauptbericht gibt die Zubaurate für das Jahr 2020 mit etwa 25.000–35.000 Neuanschlüssen pro Jahr an und ist somit noch weit von den genannten Zielen entfernt (AGFW, 2023). Unter Annahme dieser Zahlen muss mittelfristig (2030) eine Erhöhung um den Faktor drei und langfristig (2045) um den Faktor fünf erfolgen.

Um diese zusätzlichen Gebäude mit Fernwärme versorgen zu können, ist ein deutlicher Ausbau der Fernwärmetrassen von heute knapp 22.000 Trassenkilometern auf etwa 75.000 Trassenkilometer im Jahr 2045 erforderlich.

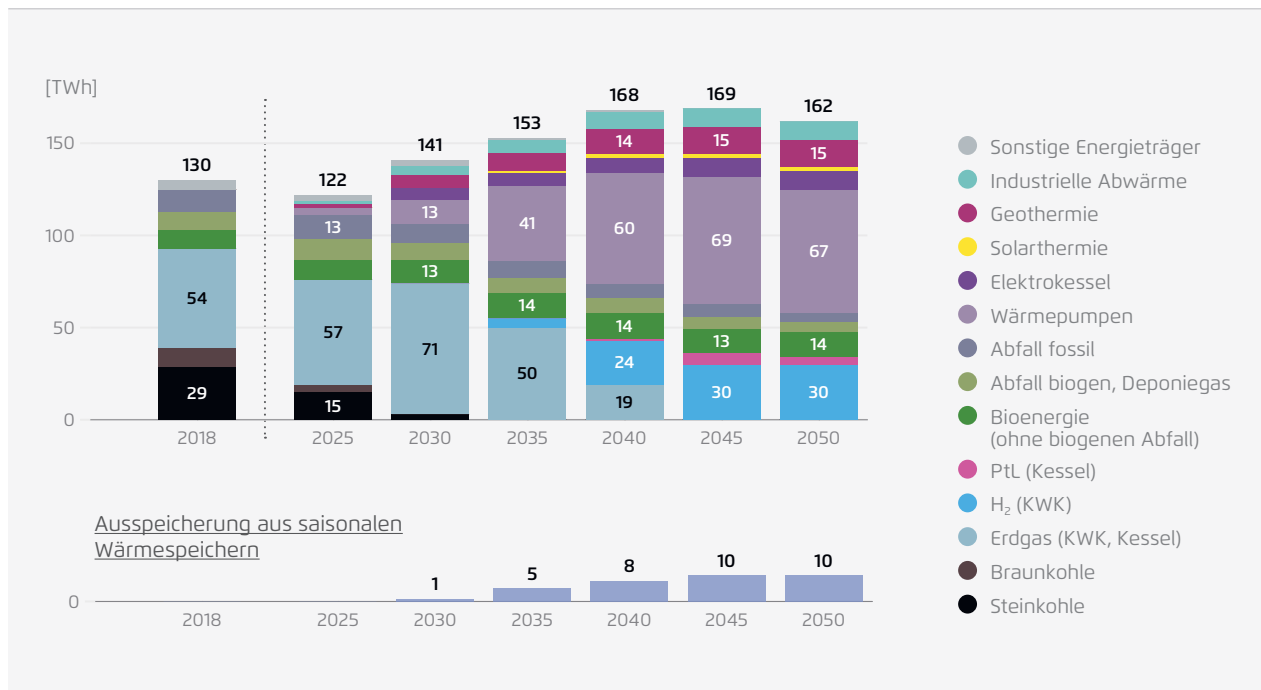
Der Großteil des Fernwärmezubaus findet in Großstädten statt. Abbildung 6 stellt die durchschnittlichen Trassenkilometer pro Gemeinde für verschiedene Stadtgrößen sowie die Absolutwerte in Trassenkilometern dar (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Universität Kassel, 2024).

Energieträgereinsatz in der Fernwärmeerzeugung

Das Erreichen der Klimaneutralität im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Universität Kassel, 2024) erfordert eine starke Beschleunigung beim Aus- und Umbau der Fernwärme sowie einen deutlich schnelleren Umstieg auf klimaneutrale Technologien als bislang geschehen (siehe Abbildung 7). Braun- und Steinkohle werden dem Szenario zu Folge bis zum Jahr 2030 weitgehend ersetzt. Die bislang größten Anteile an erneuerbarer Erzeugung, nämlich Biomasse und erneuerbarer Abfall, werden jedoch nicht weiter ausgebaut. Stattdessen verzeichnen Großwärmepumpen, Geothermie, E-Kessel und unvermeidbare Abwärme bis 2030 die größten Zuwächse. Ab 2030 erfolgt dann ein deutlicher Ausbau der Großwärmepumpen, die bis zum Jahr 2045 knapp 50 Prozent der Fernwärmeerzeugung abdecken. Zur Deckung des Bedarfs an regelbarer Stromerzeugung

Energieträgereinsatz in der Nah- und Fernwärmeerzeugung im Szenario *Klimaneutrales Deutschland*

Abb. 7



Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Universität Kassel (2024)

werden Teile der Erdgas-KWK schrittweise auf grünen Wasserstoff umgestellt. Die dafür eingesetzte Wasserstoff-KWK deckt durch die gleichzeitig anfallende Wärme im Jahr 2045 weitere 20 Prozent der Fernwärmeerzeugung ab. Allerdings werden nicht alle Netze Zugang zu Wasserstoff-KWK haben werden, da diese ausschließlich stromnetzdienlich eingesetzt und positioniert werden. Für die verbleibenden Netze können zum Beispiel Biomasse oder PtL-Kessel (*Power-to-Liquid*-Kessel) Spitzenlasten abdecken.

Darüber hinaus kommt ein breiter Technologiemix zum Einsatz, der sich stark an lokal verfügbaren Potenzialen ausrichtet. Insbesondere die tiefe Geothermie bietet die Möglichkeit, Wärme unabhängig vom Stromsystem zu produzieren. Dies führt zu einer Entlastung des Stromsystems. Hinzu kommen saisonale Speicher (Erdbecken) mit einer Kapazität von 10 TWh bis 2045. Diese Speicher werden im Sommer mit Hilfe von Wärmepumpen und Elektrodenheizkesseln aufgeladen und umfassen ein Volumen von 150 Millionen Kubikmetern und eine Fläche von

25 Quadratkilometern. Sie nutzen vorrangig Strom aus Photovoltaik und vermeiden damit Abregelungen von aus Erneuerbaren Energien erzeugtem Strom.

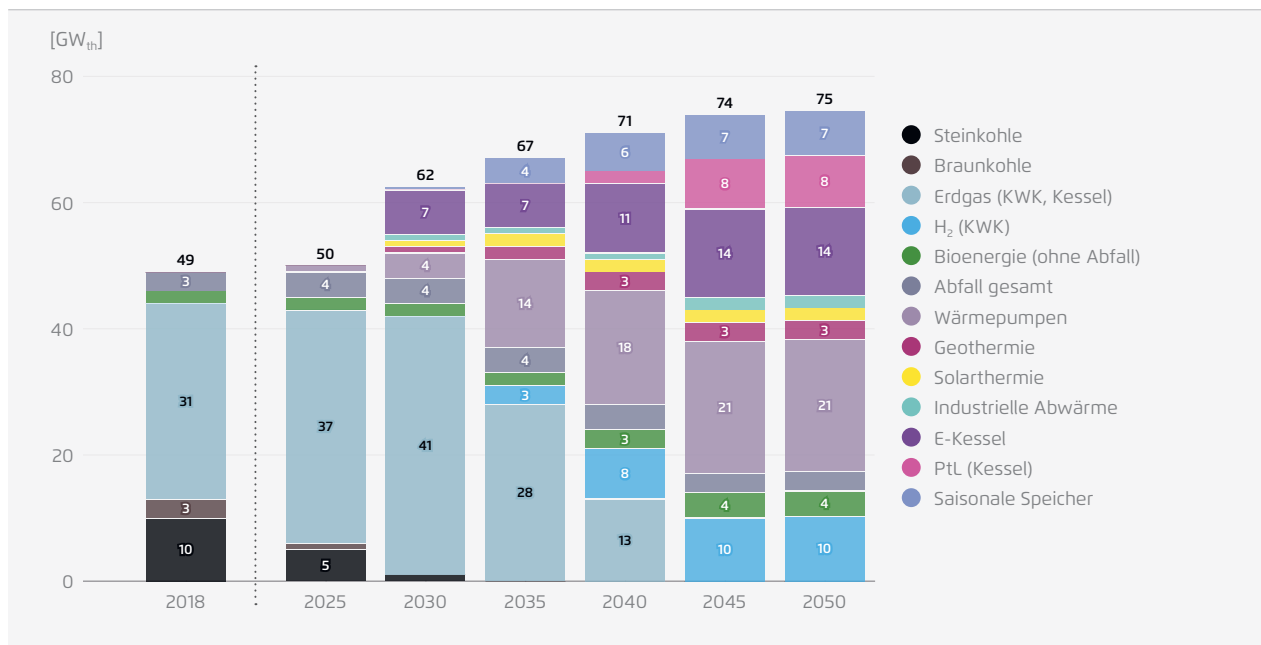
Aufbau von Kapazitäten zur künftigen Fernwärmeerzeugung

Um diese Erzeugungsstruktur zu erreichen, verändern sich auch die installierten Kapazitäten. Das Szenario *Klimaneutrales Deutschland* geht hierfür von einem Zubau für die Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren und unvermeidbarer Abwärme von rund 42 GW_{th} bis 2045 aus; hinzu kommen saisonale Speicher.

Im Zuge des Kohleausstiegs legen erdgasbasierte Erzeugungskapazitäten bis 2030 noch zu, gehen danach aber zügig zurück. Strombasierte Erzeugungskapazitäten steigen bis 2030 auf insgesamt 11 GW_{th}, davon 4 GW_{th} Großwärmepumpen und 7 GW_{th} E-Kessel – letztere sind einfacher und mit niedrigeren spezifischen Investitionskosten

Installierte Leistung zur Fernwärmeerzeugung im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045*

Abb. 8



Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Universität Kassel (2024)

installierbar, eignen sich aber wegen ihrer höheren Betriebskosten vor allem für die Deckung von Spitzenlasten. Nach 2030 legen Großwärmepumpen zügig zu und erreichen 14 GW_{th} in 2035. Auch saisonale Speicher spielen ab 2035 eine wichtige Rolle. Die stromgeführte Wasserstoff-KWK übernimmt schrittweise die restliche erdgasbasierte Erzeugung, kommt aber insgesamt 2045 mit 10 GW auf deutlich weniger Leistung als die heutige fossil befeuerte KWK. PtL-Kessel decken Lastspitzen bei knapper Stromverfügbarkeit ab und kommen nur selten zu Einsatz (siehe Abbildung 8).

Investitionsbedarf zur Umsetzung des Ausbaupfades für Fernwärme im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045*

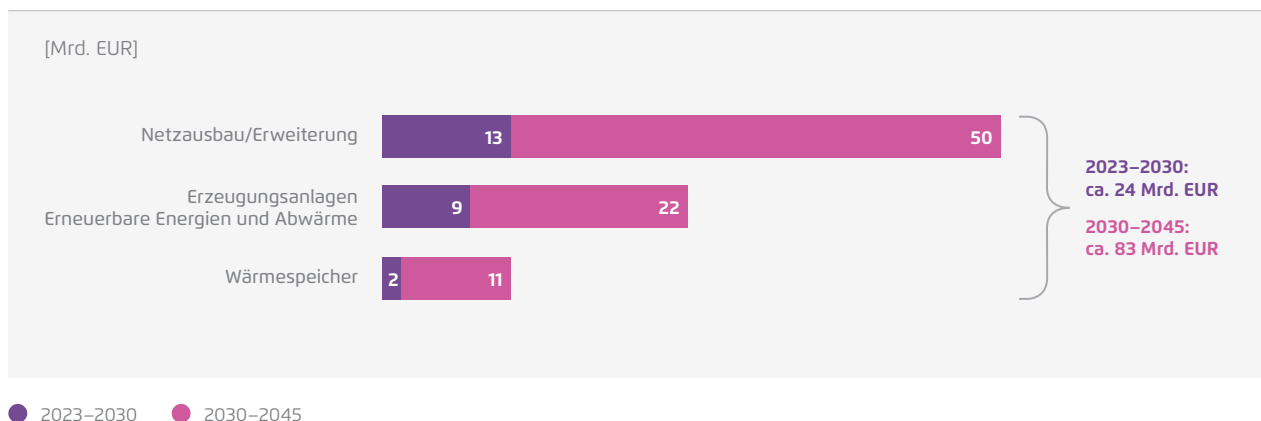
Die Investitionen wurden anhand der zu installierenden Leistung an Erzeugungsanlagen basierend auf Erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme sowie ihrer Einbindung in die Netze, den Aufbau von Wärmespeichern und dem Ausbau der Fernwärmenetze abgeschätzt. Die spezifischen Investitionskosten wurden aus dem Technik-katalog zum Leitfaden Kommunale Wärmeplanung (Technik-katalog, 2024) abgeleitet.

Basierend auf dem notwendigen Ausbau und der Umstellung auf erneuerbare Wärmeerzeuger, der sich für den Bereich Fernwärme aus der Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Universität Kassel, 2024) ergibt, wird ein Investitionsbedarf von 107 Milliarden Euro bis 2045 erwartet (siehe Abbildung 9). Rund 20 Prozent dieses Bedarfs, also rund 24 Milliarden Euro, werden bis 2030 benötigt. Ab 2030 steigt mit dem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und der Netze der Bedarf auf insgesamt rund 83 Milliarden Euro bis 2045.

Mehr als die Hälfte der Investitionen, nämlich 63 Milliarden Euro, entfallen auf die Erweiterung und den Ausbau der Fernwärmenetze. Dies ist auf die Verdreifachung der Zahl der mit Fernwärme versorgten Gebäude zurückzuführen. Die größte Erweiterungs- und Ausbauphase der Netze beginnt ab 2030, wobei bis 2045 rund 50 Milliarden Euro investiert werden müssen. Wärmespeicher und Anschlussleitungen haben mit rund 13 Milliarden Euro bis 2045 einen relativ geringen Anteil am Investitionsaufwand und machen etwa 12 Prozent der gesamten Investitionen aus.

Investitionsbedarf in Fernwärme im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045*

Abb. 9



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024) basierend auf Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, Universität Kassel (2024). Anmerkung: Ohne Ersatzinvestitionen sowie ohne Investitionen in stromgeführte KWK-Anlagen auf Basis von Wasserstoff und Biomasse

Im Vergleich zum Status quo (siehe Abbildung 3) entspricht dies einer Verzweieinhalbfachung der benötigten Investitionen – sie steigen von aktuell gut 2 Milliarden Euro auf rund 5 Milliarden Euro jährlich an.

2.4 Business Case und Förderrahmen

Business Case Fernwärme: Ausgangslage

Fernwärme wird in Deutschland nicht über Abgaben oder Gebühren finanziert, sondern auf einem Markt – dem Wärmemarkt – verkauft. Der Verkaufserlös sollte die Systemkosten decken und gleichzeitig sozialverträglich sein. Fernwärmepreise orientieren sich grundsätzlich an den Kosten der Wärmeerzeugung, an den Renditeerwartungen der Anteilseigner und an den Kosten, die für eine Konkurrenzlösung (Zentralheizung mit Erdgas oder Heizöl beziehungsweise in Zukunft Wärmepumpe) entstehen würden (= anlegbare Preise). Preisgleitklauseln, deren Formeln vor allem auf Energiepreisindizes abstellen, sollen die Fernwärmepreise an

veränderte Marktbedingungen anpassen. Abhängig von den gewählten Indizes kann dies in ungünstigen Fällen jedoch auch eine teilweise Entkopplung von den tatsächlichen Erzeugungskosten beziehungsweise den Kosten für konkurrierende Lösungen bedeuten. Weiterhin können die Preisgleitklauseln zu einer zeitlichen Entkopplung von tatsächlichen Kosten und geänderter Fernwärmepreise führen. So haben sich die Preisschocks auf den Energiemärkten im Zuge der Energiepreiskrise 2022 in der Fernwärme erst deutlich später niedergeschlagen als bei den Preisen, die Haushaltskunden für Erdgas oder Strom zu zahlen hatten. Während die Gaspreise mittlerweile wieder auf dem Niveau des Jahreswechsel 2021/22 sind, liegen die Fernwärmepreise aktuell noch deutlich höher. Die Preisreduktionen kommen also auch später bei den Kunden und Kundinnen an (siehe Kapitel 4.3).

Die Fernwärmesysteme in Deutschland sollen in der Regel Überschüsse erwirtschaften, unabhängig von der Rechtsform (AG, GmbH, Genossenschaft, kommunaler Eigenbetrieb) oder der Eigentumsstruktur (Eigentum von Privatpersonen, Unternehmen, Kommunen, Körperschaften öffentlichen Rechts). Die

Kalkulatorische Zinssätze (Stand 2020) ausgewählter Netzbetreiber

Tabelle 1

Netzbetreiber	Eigentum	Wärmeabsatz	Trassenlänge	Üblicher kalkulatorischer Zinssatz für Wirtschaftlichkeitsberechnungen
Gemeindewerke Großkrotzenburg GmbH	100 % kommunal	25 GWh/a	27 km	5 %
Städtische Werke Spremberg (Lausitz) GmbH	100 % kommunal	30 GWh/a	30 km	3 %
Regionetz GmbH (Aachen)	50,1 % Stadtwerke Aachen AG, 49,9 % Energie- und Wasserversorgung Stolberg	254 GWh/a	82 km	10 %
Stadtwerke Karlsruhe GmbH	80 % KVVH (städtisch), 20 % EnBW (Land und Gemeinden)	750 GWh/a	233 km	6,5 %
eins – energie in Sachen GmbH & Co KG, inetz GmbH (Chemnitz)	25 % Stadt Chemnitz, 25,5 % Gasversorgung Südsachsen, 39,9 % Thüga, 91 % envia Mitteldeutsche Energie AG	740 GWh/a	291 km Primärnetz	5 %

Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024) basierend auf UBA (2023)

Renditeerwartungen der Eigentümer können deutlich variieren. Dies zeigen zum Beispiel die unterschiedlichen kalkulatorischen Zinssätze in der rechten Spalte von Tabelle 1 für Wirtschaftlichkeitsberechnungen, die bei ausgewählten Netzbetreibern erhoben wurden (UBA, 2023a).

Als investitionsintensive Infrastruktursysteme weisen Fernwärmesysteme technische Nutzungsdauern auf, die mehrere Jahrzehnte umfassen. Der *Business Case* von Fernwärmesystemen hat sich in den letzten Jahrzehnten jedoch mehrfach gewandelt – entweder aufgrund technischer Neuerungen oder energiepolitischer Rahmensetzungen und im Osten Deutschlands auch durch das Ende der DDR.

Technischer Ausgangspunkt für die Entwicklung von Fernwärmesystemen war historisch häufig ein Standort großer fossiler Stromerzeugungsanlagen. Entsprechend musste Fernwärmerzeugung bisher einen *Business Case* aufweisen, der vorteilhafter war als eine fossile Stromerzeugung ohne KWK:

→ **Business Case fossile Stromerzeugung ohne KWK:**

Wird Strom mit einem thermischen Kraftwerk (ohne KWK) erzeugt, ist die Anlage nur dann wirtschaftlich zu betreiben, wenn die Stromerlöse die Vollkosten der Anlage decken. Aufgrund niedriger Gesamtnutzungsgrade sind diese Kraftwerke weniger brennstoffeffizient als KWK-Anlagen.

→ **Business Case fossile KWK:** Über Jahrzehnte war der *Business Case* für fossile KWK die Grundlage für den Ausbau der Fernwärme. Zusätzliche Kosten für den Wärmenetzbau- und -betrieb, für Hausstationen, Pumpstrom und den Vertrieb von Wärme mussten vom Versorger gedeckt und eine Rendite erzielt werden. Die Kosten und die Rendite wurden aus den Erlösen für Strom und Wärme gemeinsam erwirtschaftet (Sektorenkopplung).

Bei der Ermittlung der Kosten von jedem der beiden Endprodukte der KWK-Anlage – Strom und Wärme – treten ähnliche Fragen auf wie bei der Allokation von Treibhausgasen aus KWK-Anlagen auf die beiden Produkte. Die Vollkosten des KWK-Anlagenbetriebs müssen zwei getrennten Produkten zugeordnet werden.

Das Ende 2023 verabschiedete Wärmeplanungsgesetz (WPG) legt fest, dass alle Wärmenetze bis 2030 einen Anteil von mindestens 30 Prozent der Wärme aus Erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme aufweisen müssen. Bis 2040 muss der Anteil auf 80 Prozent, bis Ende 2044 auf 100 Prozent ansteigen. Entsprechend stehen die Betreiber von Fernwärmesystemen vor der Herausforderung, ihre technischen Systeme und ihren *Business Case* im laufenden Betrieb anzupassen.

Aktueller Förderrahmen für die Erzeugung und Verteilung von Fernwärme in Deutschland

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Die Verwirklichung eines Elektrizitätsbinnenmarktes in der EU und der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) brachten entscheidende Änderungen für den *Business Case* der Fernwärme. Wenn sich die Erlössituation auf dem Strommarkt ändert, ändert sich auch der *Business Case* einer KWK-basierten Fernwärme. Um weiterhin die effiziente Ausnutzung fossiler Brennstoffe in KWK-Anlagen zu ermöglichen, trat im Jahr 2000 das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (heute KWKG) in Kraft.

Das KWKG fördert die Errichtung und den Betrieb von KWK-Anlagen, die sowohl Strom als auch Wärme erzeugen. Die Förderung erfolgt durch einen Zuschlag pro Kilowattstunde erzeugten Strom. Sie ist auf 30.000 Vollbenutzungsstunden gedeckelt und pro Jahr auf eine bestimmte Anzahl an Vollbenutzungsstunden begrenzt (KWKG, 2023).

Zusätzlich unterstützt das KWKG den Bau von Wärmespeichern und den Ausbau von Wärmenetzen mit einem Investitionskostenzuschuss von 40 Prozent, sofern bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Diese Fördermaßnahmen erhöhen die Wirtschaftlichkeit der KWK-Technologie und tragen zur Entwicklung effizienter und nachhaltiger Energienetze sowie zur Reduktion der Wärmegestehungskosten bei.

Die Förderung erneuerbarer KWK aus Biomasse inklusive Biogas über das ebenfalls im Jahr 2000 eingeführte EEG hat den Anteil Erneuerbarer Energien in der Fernwärme erhöht, jedoch ist die weitere Steigerung des aus Biomasse gewonnenen Anteils an Energie begrenzt. Auch die Erschließung tiefer Geothermie und die Förderung von iKWK-Anlagen über das KWKG haben einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Fernwärme geleistet.

EU-Emissionshandel (ETS 1)

Die Einführung des EU-Emissionshandels für Treibhausgase 2004 (ETS 1) war ein erster Schritt zur Internalisierung externer Umweltkosten in die Energieversorgung. Mit dem ETS 1 wird der Ausstoß klimaschädlicher Gase in Europa auf marktwirtschaftlicher Basis reduziert. Durch politisch festgelegte Höchstgrenzen erhalten Treibhausgasemissionen einen Preis, der sich am Markt bildet. Der Emissionshandel setzt so Impulse für Investitionen in Technologien, die fossile Energieträger möglichst effizient einsetzen oder durch Erneuerbare Energien ersetzen. Dies allein war jedoch noch kein ausreichender wirtschaftlicher Impuls, um einen Umstieg von fossiler auf erneuerbare Fernwärme auszulösen. Die Flankierung durch ergänzende Förderinstrumente war und ist aufgrund noch vergleichsweise niedriger CO₂-Preise notwendig.

Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW)

Der Start der Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW) im Jahr 2022 war ein wichtiger, lang erwarteter Impuls. Die Nutzung von in der Umwelt vorhandenen Energiequellen durch Großwärmepumpen für die Fernwärmeerzeugung rückte damit zum ersten Mal in den Fokus.

Die BEW fördert die Investitionen in Technologien zur Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme. Sie sieht vor, dass in einem ersten Schritt ein strategischer Plan

erstellt wird, wie die Transformation des Fernwärmesystems zur vollständigen Klimaneutralität erfolgen kann. Auf Grundlage dieses Transformationsplans kann in weiteren Schritten die systematische Förderung von Investitionen in Maßnahmen zur Steigerung des Anteils von Erneuerbarer Energien und Abwärme sowie für den Bau von Fernwärmenetzen und Wärmespeichern beantragt werden. Die Höhe der Zuschüsse kann bis zu 40 Prozent der Investition für eine Maßnahme betragen. Die Obergrenze des Investitionszuschusses beträgt 100 Millionen Euro und bezieht sich dabei auf einen Antrag, der alle Maßnahmen in einem Wärmenetz – also Erzeugung, Netz, Hausanschlussstationen und Digitalisierung – innerhalb eines vier- bis sechsjährigen Maßnahmenpaketes umfasst.

Ein zentraler Bestandteil der BEW ist die Förderung der Betriebskosten von Großwärmepumpen und Freiflächen-Solarthermieanlagen. Die Höhe der Förderung für Großwärmepumpen hängt unter anderem von der Jahresarbeitszahl ab und beträgt maximal 9,2 Cent je Kilowattstunde Umweltwärme oder Abwärme, wenn der Strom aus dem allgemeinen Versorgungsnetz stammt. Bei Strom aus erneuerbaren Energieanlagen ohne Netzdurchleitung liegt die Förderung bei maximal 3 Cent je Kilowattstunde Wärmeerzeugung. Zudem ist die Betriebsförderung auf 90 Prozent der Gesamtstromkosten gedeckelt und auf zehn Jahre begrenzt (BMWK, 2022).

Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energieträger

Lenkende Wirkung auf den Betrieb von Energieanlagen und die Nutzung von Endenergie hat das System aus Steuern, Abgaben und Umlagen. Für den Bereich der KWK haben beispielsweise die Energiesteuererstattung für in KWK-Anlagen eingesetztes Erdgas, die Stromsteuerbefreiung für selbsterzeugten Strom und vermiedene Netznutzungsentgelte eine hohe Bedeutung. Betreiber von Großwärmepumpen zahlen derzeit alle üblichen Steuern, Abgaben und Umlagen. Lenkende Eingriffe gibt es hier bislang nicht.

3 Methodisches Vorgehen: Wirtschaftlichkeitsberechnung von Fallbeispielen

3.1 Übersicht

In der vorliegenden Studie werden drei typisierte Fallbeispiele analysiert, die in das Zielbild des Szenarios *Klimaneutrales Deutschland 2045* passen. Aus den Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit werden Empfehlungen für aktuelle und künftige Politikinstrumente erarbeitet und in ihrer Wirkung bewertet.

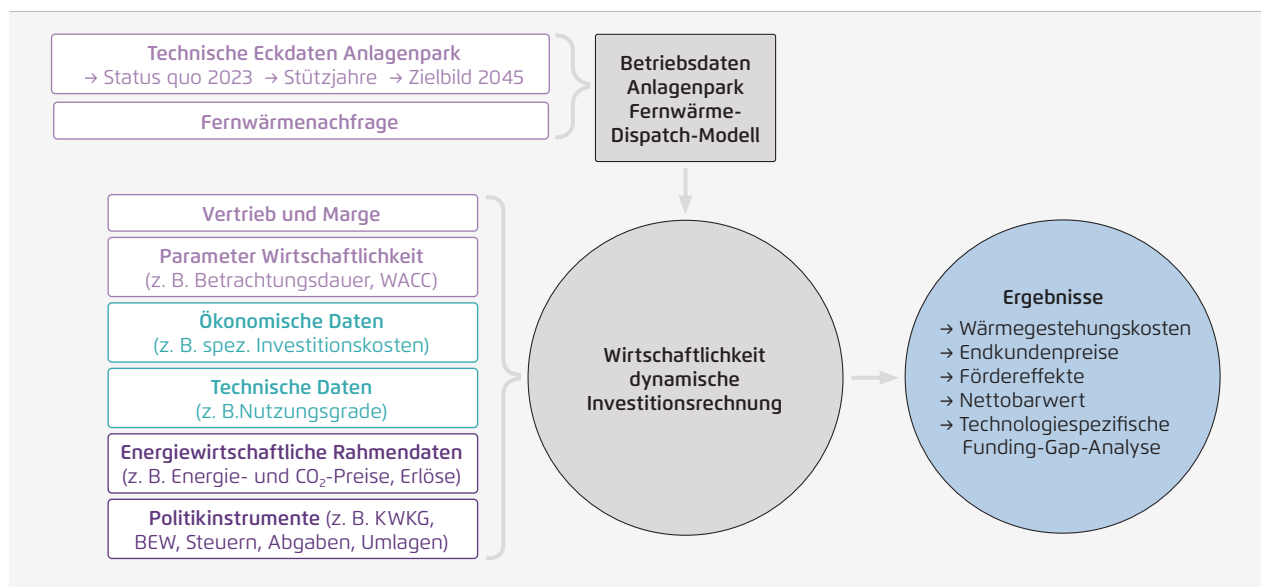
Basierend auf dem Status quo der drei ausgewählten Fallbeispiele werden Fernwärmeabsatz und Transformationspfade in Fünfjahresschritten bis zum Jahr 2045 entwickelt. Diese führen bis spätestens 2045 zur Klimaneutralität in allen drei Fallbeispielen. Mittels Fernwärme-Dispatch-Modell werden die für die Wirtschaftlichkeitsberechnung relevanten Betriebsdaten bestimmt.

Im nächsten Schritt erfolgte die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Fernwärmenetze anhand einer dynamischen Investitionsrechnung. Hierin fließen diverse Eingangsparameter ein. Abbildung 10 zeigt eine Übersicht der Eingangsdaten und der Methodik. In Kapitel 3.2 werden die Fallbeispiele vorgestellt und in Kapitel 3.3 die wichtigsten Eingangsdaten.

Bei den in Abbildung 10 hell-lila umrundeten Blöcken handelt es sich um eigene Annahmen, die in die Analyse einfließen. Im Wesentlichen sind dies technische Eckdaten der Fernwärmesysteme, die aus den Transformationspfaden abgeleitet werden, die Fernwärmenachfrage sowie zentrale Parameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung wie Betrachtungsdauer oder Zinssätze. Auch die Höhe von Aufwendungen für Vertrieb und Marge (Gewinnabführung) fällt unter diese Annahmen.

Eingangsdaten und Methodik zur Wirtschaftlichkeitsberechnung

→ Abb. 10



● Eigene Annahmen ● Externe Datenquellen ● Eigene Annahmen u. externe Datenquellen ● Modelle ● Ergebnisse

Prognos (2024).

Die türkis umrundeten Blöcke weisen Eingangsdaten aus, die ausschließlich aus externen Datenquellen stammen. Dies sind überwiegend die technischen und ökonomischen Daten zu den eingesetzten Technologien.

Die Politikinstrumente basieren auf einer Mischung aus externen Daten für bestehende Instrumente und eigenen Annahmen für Instrumente, die im Rahmen des Projektes bewertet werden. Auch bei den energiewirtschaftlichen Rahmendaten handelt es sich um eine Mischung aus externen Daten und eigenen Annahmen. Diese basieren zwar überwiegend auf externen Quellen, wurden jedoch für die Fragestellung des Projektes aufbereitet. Farblich sind diese Blöcke dunkel-lila umrundet.

Die schwarzen Blöcke verdeutlichen, an welchen Stellen Modelle zum Einsatz kommen. Zum einen wird das Fernwärme-Dispatch-Modell genutzt, um die Betriebsdaten des Anlagenparks zu bestimmen. Des Weiteren wurde ein Modell zur dynamischen Investitionsrechnung für die Transformationspläne entwickelt.

Blau symbolisiert schließlich den Ergebnisblock und zeigt potenzielle Ergebnisgrößen.

3.2 Drei Fallbeispiele mit häufigen Startvoraussetzungen

Konzeption der Fallbeispiele

Die Auswahl der Fallbeispiele ist darauf ausgerichtet, sowohl repräsentative als auch spezifische Problemfelder zu beleuchten. Daher werden zum Beispiel unterschiedliche Stadtgrößen, Siedlungsstrukturen und Erzeugungsstrukturen betrachtet, um ein umfassendes Bild von den Herausforderungen und Potenzialen der Dekarbonisierung von Fernwärmesystemen zu erhalten. Die genaue Ausgestaltung und die externen Rahmenbedingungen wurden von einem Begleitkreis diskutiert.¹ Die gewonnenen Erkennt-

nisse aus der Praxis sowie die verschiedenen Perspektiven sind sowohl in die Festlegung der Schwerpunkte der Studie als auch in die finale Ausgestaltung der Fallbeispiele eingeflossen.

Großberg – eine Großstadt mit über 500.000 Einwohner:innen und viel Industrie

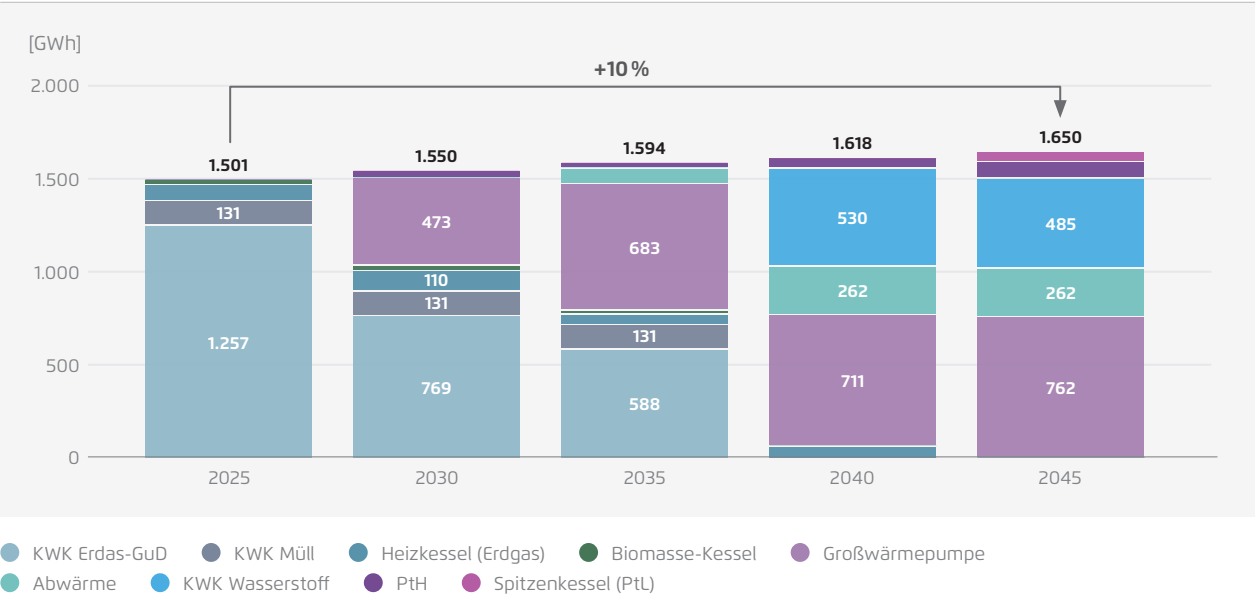
Großberg ist konzipiert als eine Großstadt mit rund 500.000 Einwohner:innen, einer hohen Einwohnerdichte und entsprechend hohem Wärmebedarf. Im Ausgangszustand liegt der gesamte jährliche Fernwärmeabsatz bei knapp 1.500 GWh, bei einer Wärmenetzlänge von 350 km. Entsprechend dem zugrunde liegenden Szenario steigt der Fernwärmeabsatz um etwa 10 Prozent auf 1.650 GWh jährlich an (siehe Abbildung 11). Hierbei wird eine deutliche Erhöhung der Anzahl der an die Fernwärme angeschlossenen Gebäude unterstellt. Der Fernwärmeabsatz steigt jedoch nicht im gleichen Maße, da die Energieeffizienz der Gebäude stetig steigt und im Bereich der Industrie Effizienzgewinne und Umstellungen auf alternative Energieträger den Einsatz senken. Um den gestiegenen Wärmebedarf der Gebäude zu decken, wird das bestehende Fernwärmenetz um weitere 300 km auf insgesamt 650 km vergrößert.

Im Status quo wird die Fernwärme in Großberg hauptsächlich durch ein mit Erdgas befeuertes KWK-Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (KWK-GuD-Kraftwerk) erzeugt. Die Anlage deckt über 80 Prozent der Wärmenachfrage. Zusätzlich gibt es in Großberg einen Biomassekessel, eine Müllverbrennungsanlage und mit Erdgas betriebene Kessel zur Deckung von Spitzenlasten. Die größten Herausforderungen für Großberg bestehen darin, die aktuell dominante KWK-Anlage schrittweise durch den Bau von Großwärmepumpen und die Nutzung von industrieller Abwärme zu ersetzen sowie eine der KWK-Anlagen auf Wasserstoff umzurüsten. Gleichzeitig wird das Wärmenetze ausgebaut, sodass sich die Anzahl angeschlossener Wohngebäude um 160 Prozent gegenüber dem Status quo erhöht.

¹ Die Mitglieder des Begleitkreises finden sich im Anhang A7.

Entwicklung der Wärmeerzeugung im Fallbeispiel Großberg

Abb. 11



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

Transformationsplan zur Umstellung des Erzeugungsparks und des Ausbaus der Fernwärme im Fallbeispiel Großberg

Tabelle 2

Wärmeerzeuger	Inbetriebnahme	Stilllegung/Umrüstung	Gesamt installierte thermische Leistung [MW; Speicher in GWh]
KWK Erdgas-GuD	Bestand	Stilllegung und Umstellung in 2038	400
KWK Müllverbrennung	Bestand	Stilllegung in 2040, bleibt aber zur Absicherung der Wärmeerzeugung	15
Heizkessel (Erdgas)	Bestand	Stilllegung in 2040	400
Biomasse-Kessel	Bestand		15
Großwärmepumpe	2030–2035		4 x 55 (= 220)
Abwärme	2035–2039		3 x 10 (= 30)
KWK Wasserstoff	2038		175
Speicher	Bestand–2040	82 km	5 x 1 GWh (= 5 GWh)
Power-to-Heat	2035–2040	233 km	5 x 10 (= 50)
Spitzenkessel (PtL)	2035–2038	291 km Primärnetz	5 x10 (= 50)
Jahr	Fernwärmeabsatz [GWh]	Wärmenetze [Trassenkilometer]	Versorgte Gebäude
2023	1.496	350	15.000
2030	1.548	470	23.000
2045	1.650	650	38.000

Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)



Infobox 1: Zugang zu Wasserstoff für Fernwärmenetze und stromnetzdienlicher Einsatz von KWK

Für das Fallbeispiel Großberg wird angenommen, dass die aktuell mit Erdgas betriebene KWK-Anlage Mitte der 2030er Jahre auf Wasserstoff umgestellt werden kann. Da Großberg eine Großstadt mit Industrie ist, erscheint der Anschluss an das Wasserstoffkernnetz in Zukunft plausibel. Zusätzlich zur Plausibilität des Anschlusses an das Wasserstoffnetz gilt es für KWK-Anlagen auch zu prüfen, ob diese stromnetzdienlich eingesetzt werden können und aus Stromnetz-sicht sinnvoll positioniert sind: Da KWK-Anlagen künftig ausschließlich stromnetzdienlich eingesetzt werden sollen, bestimmen die Anforderungen des Stromnetzes auch den Bedarf an KWK-Anlagen.

Für Wärmenetze, die Zugang zu Wasserstoff-KWK-Anlagen haben, ergibt sich der Vorteil, dass die Großwärmepumpe die teuersten Stromstunden (in der Regel gleichbedeutend mit hoher Residuallast) meiden kann, während KWK-Anlagen in genau diesen Stunden bevorzugt laufen. Bei hoher Residuallast tragen die KWK-Anlagen als regelbare Stromerzeugungskapazitäten dazu bei, die hohe Nachfrage zu decken. Aufgrund des Mechanismus zur Preisbildung am Strommarkt können die KWK-Anlagen in diesen Phasen in der Regel die höchsten Stromerlöse erzielen. Umgekehrt werden sie in Zeiten niedriger oder negativer Residuallast nicht betrieben. Dann sind die Marktpreise und damit die Erlöse für Strom sehr gering, sodass der Betrieb wirtschaftlich unattraktiv ist. In der Konsequenz verdrängen die KWK-Anlagen damit nicht die Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien. Aus Wärmenetz-sicht ist das sehr kosteneffizient.

Nicht für alle Wärmenetze wird der Zugang zu Wasserstoff gegeben sein – entweder, weil diese fernab von der künftigen Wasserstoffinfrastruktur liegen, oder weil der stromnetzseitige Bedarf nicht gegeben ist. Hier müssen Lösungen gefunden werden, wie in diesen Netzen die sehr teuren Strombezugsstunden für die Großwärmepumpe überbrückt werden können.

Bis zum Jahr 2045 werden Großwärmepumpen knapp 50 Prozent der Wärmeerzeugung abdecken. Die bestehenden Erdgas-KWK-Anlagen (zweimal 200 MW) haben eine ablaufende Lebensdauer bis 2038 und bieten das Potenzial zur Umrüstung auf Wasserstoff-KWK, die ab 2038 einen großen Anteil der Wärmeerzeugung übernehmen wird. Der Gaskessel wird stillgelegt, bleibt aber als Backup zur Absicherung der Wärmeerzeugung im System. Zudem wird industrielle Abwärme im Zielbild zur Wärmeerzeugung genutzt. Sie deckt 16 Prozent der Wärmenachfrage. Zur Spitzenlastabdeckung werden *Power-to-Liquid*- und *Power-to-Heat*-Kessel eingesetzt. Zusammen decken sie rund 9 Prozent der Wärmemenge ab. Tabelle 2 zeigt eine Übersicht des Transformationsplans zur Umstellung des Erzeugungsparks in Großberg. Abbildung 11 illustriert

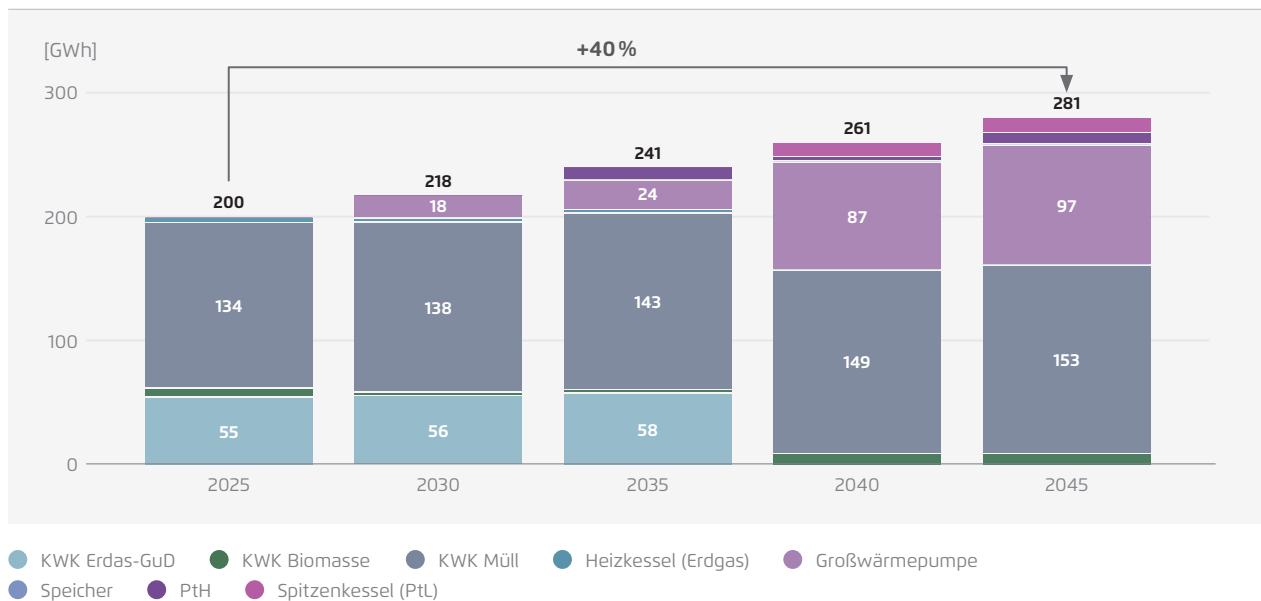
die Entwicklung der Erzeugungsstruktur sowie des Wärmeabsatzes. Weitere Angaben zum Anlagenpark in Großberg sind im Anhang zu finden (A1: Großberg).

Mittelberg – eine Stadt mit rund 65.000 Einwohner:innen und einer thermischen Abfallbehandlung

Das zweite Fallbeispiel ist eine mittelgroße Stadt (Mittelberg) mit knapp 64.000 Einwohner:innen und einem mittleren Wärmeabsatz von circa 205 GWh/a bei einer Wärmenetzlänge von 65 km. Auch in Mittelberg verdreifacht sich die Zahl der angeschlossenen Gebäude in etwa. Auch hier wird der Anstieg des Fernwärmebedarfs durch Gebäudesanierungen gedämpft. Der Absatz an Fernwärme

Entwicklung der Wärmerzeugung im Fallbeispiel Mittelberg

Abb. 12



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

→ Infobox 2: Müllverbrennung

Mit dem Fortschritt und der Umsetzung der Kreislaufwirtschaft wird das Müllvorkommen voraussichtlich abnehmen. Dieser Trend ist auf eine effizientere Nutzung und Wiederverwertung von Ressourcen zurückzuführen, die durch die Kreislaufwirtschaft gefördert wird. Trotz dieser positiven Entwicklung wird es jedoch auch im Jahr 2045 noch einen Restbestand an nicht recyclebarem Müll geben – schon deshalb, weil langlebige, nicht klimaneutrale Produkte aus den 2020er und 2030er Jahren erst nach und nach ausgetauscht werden. Im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045* wird dieser Restmüll verbrannt, wobei die dabei entstehende Abwärme genutzt werden soll. Die Fernwärmeerzeugung aus fossilem Abfall sinkt im Szenario bis 2050 um circa 25 Prozent, die von biogenem Abfall um circa 60 Prozent.

Eine sinnvolle Entwicklung wäre, die thermische Abfallbeseitigung an einer kleineren Anzahl von Standorten als heute zu konzentrieren – vorzugsweise dort, wo ausreichende Wärmesenken vorhanden sind und wo erneuerbare Potenziale knapp sind. Ein wichtiger Aspekt bei der Verbrennung von unvermeidbarem und nicht recyclebarem Müll ist die Ausstattung von Anlagen zur thermischen Abfallbeseitigung mit Carbon Capture and Storage (CCS). Diese Technologie ermöglicht es, das bei der Verbrennung entstehende CO₂ einzufangen und zu speichern, um die Emissionen zu reduzieren. Der Einsatz von CCS lohnt insbesondere bei großen Anlagen, da hier die Kosten-Nutzen-Relation günstiger ist.

Zusätzlich zur Implementierung von CCS sollte der Betrieb der Müllverbrennungsanlagen flexibler gestaltet werden. Aktuell laufen diese Anlagen mit hohen Vollbenutzungsstunden und recht konstanter Leistung. Eine Herausforderung hierbei ist die Lagerfähigkeit und die Lagerkapazität für Abfall. Ein Teil der Abfälle kann in Ersatzbrennstoff aufbereitet und für mehrere Monate zwischengelagert werden. In der Zukunft sollte der Betrieb jedoch stärker auf die tatsächlichen Wärmebedarfe abgestimmt werden. Dies würde eine effizientere Nutzung der erzeugten Abwärme ermöglichen und könnte dazu beitragen, die Umweltauswirkungen der Müllverbrennung weiter zu reduzieren. Notwendig ist dazu eine Erhöhung der Anlagenleistung, so dass die Anlagen im Winter in Vollast, im Sommer dagegen in Teillast laufen.

Transformationsplan zur Umstellung des Erzeugungsparks und des Ausbaus der Fernwärme im Fallbeispiel Mittelberg

Tabelle 3

Wärmeerzeuger	Inbetriebnahme	Stilllegung/Umrüstung	Gesamt installierte thermische Leistung [MW; Speicher in MWh]
KWK Erdgas-GuD	Bestand	Stilllegung in 2040	25
KWK Müllverbrennung	Bestand	2040 (Umstellung auf 30 MW)	20
Heizkessel (Erdgas)	Bestand	Stilllegung in 2030	20
KWK Biomasse	Bestand	Stilllegung in 2040	4
Großwärmepumpe	2030–2034		7 x 5 (= 35)
Speicher	2040		150 MWh
Power-to-Heat	2040		20
Spitzenkessel (PtL)	2035–2039		20
Jahr	Fernwärmeabsatz [GWh]	Wärmenetze [Trassenkilometer]	Versorgte Gebäude
2023	205	65	3.400
2030	224	97	5.700
2045	280	144	9.700

Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

steigt bis zum Jahr 2045 um etwa 40 Prozent auf jährlich 280 GWh (siehe Abbildung 12). Um die steigende Nachfrage nach Fernwärme zu decken, muss das bestehende Fernwärmesystem in Mittelberg um das Zweieinhalbfache auf 144 km vergrößert werden.

Im Status quo ist eine Müllverbrennungsanlage (MVA) mit 20 MW die zentrale Erzeugungstechnologie in Mittelberg. Sie deckt zwei Drittel der Wärmefachfrage. Ein weiterer bedeutender Wärmeerzeuger ist ein Erdgas-KWK Anlage, die etwa 27 Prozent der Wärmefachfrage deckt. Die restlichen 6 Prozent werden durch eine Biomasse-KWK-Anlage und einen mit Erdgas befeuerten Kessel gedeckt.

Im Transformationspfad bis 2045 wird davon ausgegangen, dass die MVA in ihrer aktuellen Größe bestehen bleibt. Im Zielbild bedeutet das, dass die MVA weiterhin eine annähernd konstante Wärmemenge bereitstellt. Aufgrund des insgesamt steigenden Wärmeabsatzes sinkt die Deckungsrate allerdings auf rund 54 Prozent. Den Überlegungen des Szenarios *Klimaneutrales Deutschland 2045* folgend müssen die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung der Abfälle

aus dem Abgas ausgeschieden und entweder einer Nutzung zugeführt (Circular Carbon Economy) oder eingespeichert (CCS (Carbon Capture and Storage)) werden. Sämtliche Aufwendungen hierfür werden der Abfallentsorgung als primärem Produkt zugeordnet und fließen damit nicht in die Betrachtungen zur Fernwärme ein. Neben der MVA werden bis zum Jahr 2045 Großwärmepumpen einen großen Anteil der Wärme liefern. Sie erreichen einen Deckungsanteil von 35 Prozent. Zur Spitzenlastabdeckung werden ein *Power-to-Heat*- und ein *Power-to-Liquid*-Kessel zugebaut. Tabelle 3 zeigt eine Übersicht des Transformationsplans zur Umstellung des Erzeugungsparks in Mittelberg. Abbildung 12 illustriert die Entwicklung der Erzeugungsstruktur sowie des Wärmeabsatzes. Weitere Angaben zum Anlagenpark in Mittelberg sind im Anhang zu finden (A2: Mittelberg).

Landberg – eine kleine Stadt mit rund 20.000 Einwohner:innen und ohne Industrie

Im Gegensatz zu Großberg und Mittelberg stellt Landberg eine kleine Stadt im ländlichen Raum dar, mit vergleichsweise geringer Einwohnerzahl

→ Infobox 3: Biomasse – begrenzte Einsatzmöglichkeiten

Der Einsatz biogener Energieträger in Wärmenetzen wird in Zukunft kaum ausbaufähig sein. Die Gründe dafür sind:

- **Flächen- und Nutzungskonkurrenz:** Die energetische Nutzung von Biomasse steht in Konkurrenz zu anderen Nutzungsmöglichkeiten wie der Nahrungsmittelproduktion oder der stofflichen Nutzung. Nach dem Eckpunktepapier zur Biomassestrategie der Bundesregierung sieht eine effiziente Biomassenutzung eine Kaskadennutzung vor, bei der die Nahrungsmittelproduktion und die stoffliche Nutzung, zum Beispiel für Baustoffe oder in der chemischen Industrie, Vorrang vor der energetischen Nutzung haben. Die energetische Nutzung sollte sich auf die Verwertung von Abfall- und Reststoffen beschränken (BMWK, BMEL, BMUV, 2022). Im Vergleich zu alternativen Energiequellen hat Bioenergie zudem einen hohen Flächenverbrauch und damit einen sehr ineffizienten Energieertrag je Hektar (UBA, 2023b).
- **Verfügbarkeit:** Die Verfügbarkeit von Biomasse ist stark regionalisiert, so dass der steigende Bedarf an Wärmebereitstellung durch Wärmenetze insbesondere in Ballungszentren oft nicht mit der lokalen Verfügbarkeit von Biomasse zusammenfällt (Agentur für Erneuerbare Energien 2020). Schließlich hängt die zukünftige Verfügbarkeit von Biomasse auch von der klimatischen Entwicklung der nächsten Jahrzehnte ab, so dass Faktoren wie Temperatur, Niederschlag, Waldbrandgefahr, Schadholzanfall sowie Häufigkeit und Dauer von Wetterextremen wie Trockenperioden die Ressourcenverfügbarkeit beeinflussen (EEA, 2022; (Karim et al., 2023).
- **Nachhaltigkeit und Klimaschutzwirkung:** Die thermische Nutzung von Biomasse kann nur einen begrenzten Beitrag zur Minderung von Treibhausgasemissionen leisten. Insbesondere bei der Verbrennung von Holz schlägt die dadurch reduzierte Kohlenstoffspeicherung im Wald negativ zu Buche. Hinzu kommen Emissionen, die durch die Bewirtschaftung der Flächen, Landnutzungsänderungen und den Aufbereitungsprozess entstehen. Im Ergebnis ist die Wärmeerzeugung aus Biomasse in der Regel nicht treibhausgasneutral (Öko Institut, 2023; BMUV, 2023).

In bestimmten Wärmenetzen wird Biomasse jedoch trotzdem eine Rolle spielen. Während einige Wärmenetze zukünftig vom Zugang zum Wasserstoffnetz profitieren werden und somit einen guten Partner für die Großwärmepumpe in Zeiten geringer Erneuerbaren-Produktion haben, wird dies nicht für alle Netze der Fall sein (siehe Infobox 1). Insbesondere in diesen Netzen kann Biomasse als speicherbarer Energieträger für eine geringe Anzahl an Vollbenutzungsstunden eingesetzt werden. Wenn möglich sollte der Einsatz auf Abfall- und Reststoffe begrenzt werden.

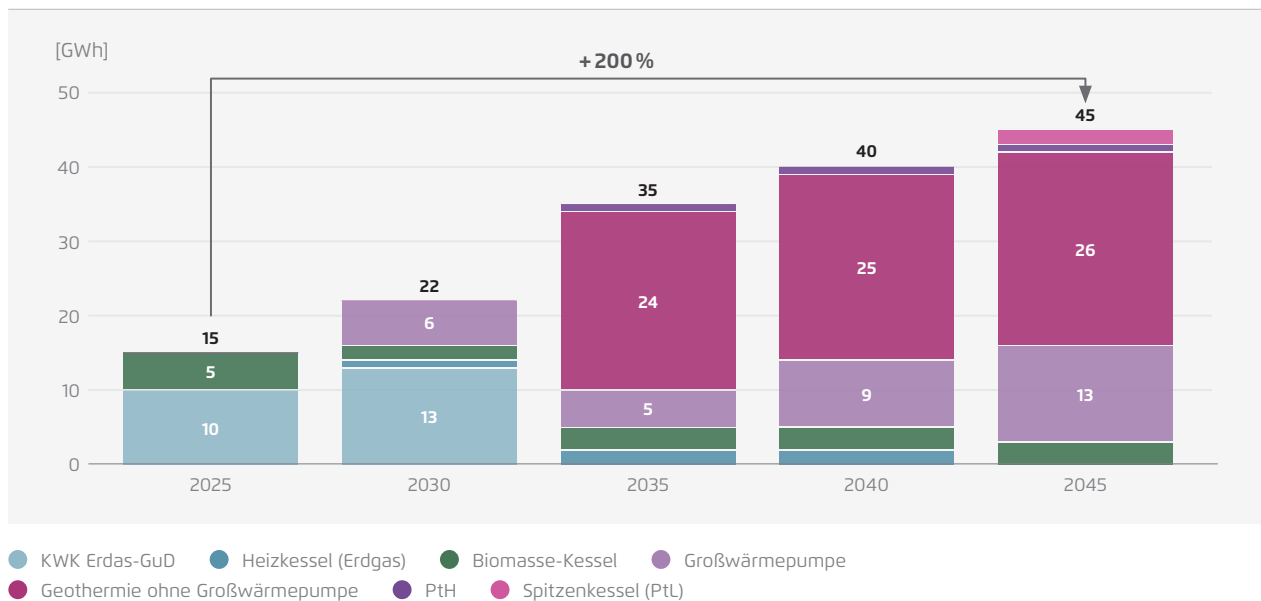
(knapp 20.000 Einwohner:innen), entsprechend geringem Wärmebedarf und geringer Wärmedichte. Die Stadt verfügt derzeit über ein sehr kleines Fernwärmenetz (sechs Kilometer Trassenlänge), das sich im Zieljahr auf 28 Kilometer Trassenlänge nahezu verfünffachen wird. Dieser Zubau ist durch einen Neuanschluss eines innerstädtischen beziehungsweise verdichteten Gebietes mit Bestandsgebäuden begründet. Daher wird sich die Anzahl der an das

Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäude ver- sechsfachen. Der Fernwärmeabsatz verdreifacht sich bis zum Jahr 2045 von 15 GWh im Status quo auf 45 GWh/a im Jahr 2045 (siehe Abbildung 13).

In Landberg wird das bestehende Fernwärmenetz durch eine Erdgas-KWK-Anlage, einen Erdgas-Heizkessel und einen Biomassenkessel gespeist. Die Stadt verfügt über ein gutes Geothermie-

Entwicklung der Wärmerzeugung im Fallbeispiel Landberg

Abb. 13



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

→ Infobox 4: Eigenstromerzeugung

Die Strombeschaffungsstrategie hat einen relevanten Einfluss auf die Strombezugskosten für die Großwärmepumpe. Neben dem Bezug von Strom aus dem Netz, der Beschaffung am Großhandelsmarkt und langfristiger Grünstromlieferverträge (PPA) bietet sich hier die Eigenstromversorgung an.

So werden im Fallbeispiel Landberg rund 60 Prozent des Strombedarfs der Großwärmepumpe durch eine eigene Windkraftanlage gedeckt. Die Stromerzeugung mit einer eigenen Windkraftanlage ist deutlich günstiger als der Bezug aus dem Stromnetz, da weder Netznutzungsgebühren noch Stromsteuer anfallen. Insgesamt ist damit eine Einsparung von rund 50 Prozent der Strombezugskosten möglich. Dies führt gleichzeitig zu einer Reduktion der Betriebskostenförderung für die Großwärmepumpe, da die BEW einen eigenen Fördersatz bei Nutzung von selbst genutztem Strom vorsieht. Während der ersten zehn Jahre der Betriebszeit senkt eine eigene Stromversorgung somit den Förderbedarf durch die BEW. Nach Ende der Betriebskostenförderung profitiert die Anlage dann jedoch von dauerhaft sehr günstigen Strombezugskosten.

Eine Herausforderung für dieses Konzept stellt jedoch die Standortwahl für die Windkraftanlage dar. Im Fall einer Eigenversorgung muss sie im räumlichen Zusammenhang mit der Wärmepumpe stehen, was die Auswahl an potenziellen Standorten stark einschränkt. Zudem macht diese Voraussetzung die Prozesse zur Erlangung der notwendigen Genehmigungen komplizierter.

In Summe kann die Eigenstromversorgung eine effiziente und kostensparende Möglichkeit zur Deckung des Strombedarfs darstellen.

Transformationsplan zur Umstellung des Erzeugungsparks
im Fallbeispiel Landberg

Tabelle 4

Wärmeerzeuger	Inbetriebnahme	Stilllegung/Umrüstung	Gesamt installierte thermische Leistung [MW; Speicher in MWh]
KWK Erdgas-GuD	Bestand	Stilllegung in 2035	3
Heizkessel (Erdgas)	Bestand	Stilllegung in 2030	3
KWK Biomasse	Bestand		1,5
Geothermie (Tiefe)	2035		3,5
Großwärmepumpe	2030; 2040; 2045		1,5; 3; 4,5
Speicher	2040		50 MWh
PtH	2035–2040		1,5–3
Spitzenkessel (PtL)	2045		3
Wind Anlage	2024		5
Jahr	Fernwärmeabsatz [GWh]	Wärmenetze [Trassenkilometer]	Versorgte Gebäude
2023	15	6	400
2030	22	13	800
2045	45	28	2.100

Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

Potenzial, das zukünftig eine wesentliche Rolle in der Fernwärmeerzeugung spielen wird. Im Zieljahr dominiert die Geothermie die Erzeugungsstruktur in Landberg und erreicht eine Deckungsrate von 58 Prozent. Neben Geothermie decken Großwärmepumpen etwa 29 Prozent der Wärmenachfrage ab. Eine Windanlage wird errichtet, die rund 60 Prozent des Strombedarfs der Großwärmepumpe deckt (siehe Infobox 4). Als Kleinstadt fernab des Wasserstoffkernnetzes und ohne nennenswerte Industrie hat Landberg keinen Zugang zu Wasserstoff. Zur Abdeckung von Spitzenlasten wird daher Biomasse, *Power-to-Heat* und *Power-to-Liquid* in geringerem Maße eingesetzt.

Tabelle 4 zeigt eine Übersicht des Transformationsplans zur Umstellung des Erzeugungsparks in Landberg. Abbildung 13 illustriert die Entwicklung der Erzeugungsstruktur sowie des Wärmeabsatzes. Weitere Angaben zum Anlagenpark in Landberg sind im Anhang zu finden (A3: Landberg).

3.3 Berücksichtigte Kosten und Erlöse für den *Business Case* Fernwärme

Im Folgenden werden diejenigen Kosten- und Erlös-komponenten der Fernwärmesysteme diskutiert, die bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse berücksichtigt werden. Abbildung 14 gibt einen Überblick über die wichtigsten Komponenten.

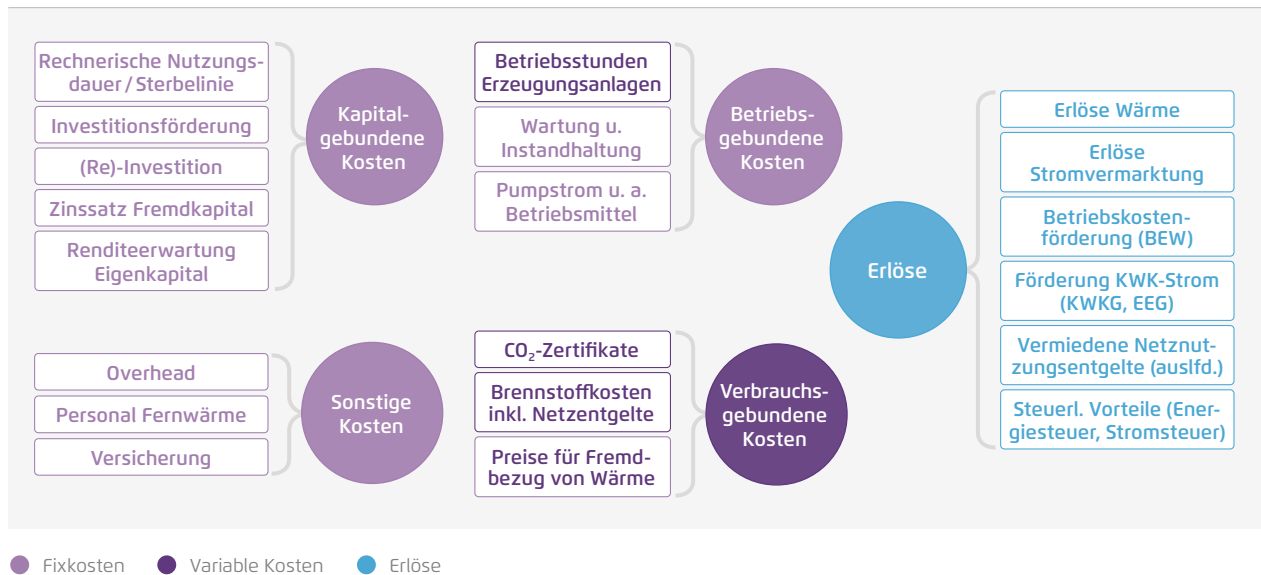
Erzeugereinsatz – Dispatch im Fernwärmesystem

Der Einsatz der Wärmeerzeuger wird mit dem Fernwärme-Dispatch-Modell der Prognos AG berechnet. In diesem Modell sind Energiepreise und stündliche Strompreise hinterlegt.

Für die stündlichen Strompreise wurde unter anderem das Strommarktmodell (Prognos AG, 2024) eingesetzt, welches die Simulation der zukünftigen Stromerzeugung im europäischen Verbundsystem ermöglicht. Das Strommarktmodell von Prognos

Überblick über die wichtigsten Kosten- und Erlöscomponenten bei Fernwärmesystemen

→ Abb. 14



GEF (2024). * Zahlen basierend auf typisierten Fallbeispielen

bildet die Großkraftwerke mit einer Leistung von mindestens 50 MW in Europa ab und simuliert bis zum Jahr 2050 stundenscharf den Einsatz der einzelnen Kraftwerksblöcke. Der Einsatz der Kraftwerke erfolgt im Modell realitätsnah nach der jeweiligen Lastnachfrage entsprechend der Grenzkostenlogik (Merit-Order). Die im Modell eingesetzten Preise berücksichtigen verschiedene Verbrauchergruppen sowie die spezifischen Kostenstrukturen je nach Energieträger. Dazu gehören beispielsweise die Netzentgelte beim Strom oder die CO₂-Kosten bei fossilen Energieträgern. Diese detaillierte Modellierung und Berücksichtigung diverser Faktoren ermöglicht eine präzise und realitätsnahe Abbildung der zukünftigen Energiepreisentwicklung.

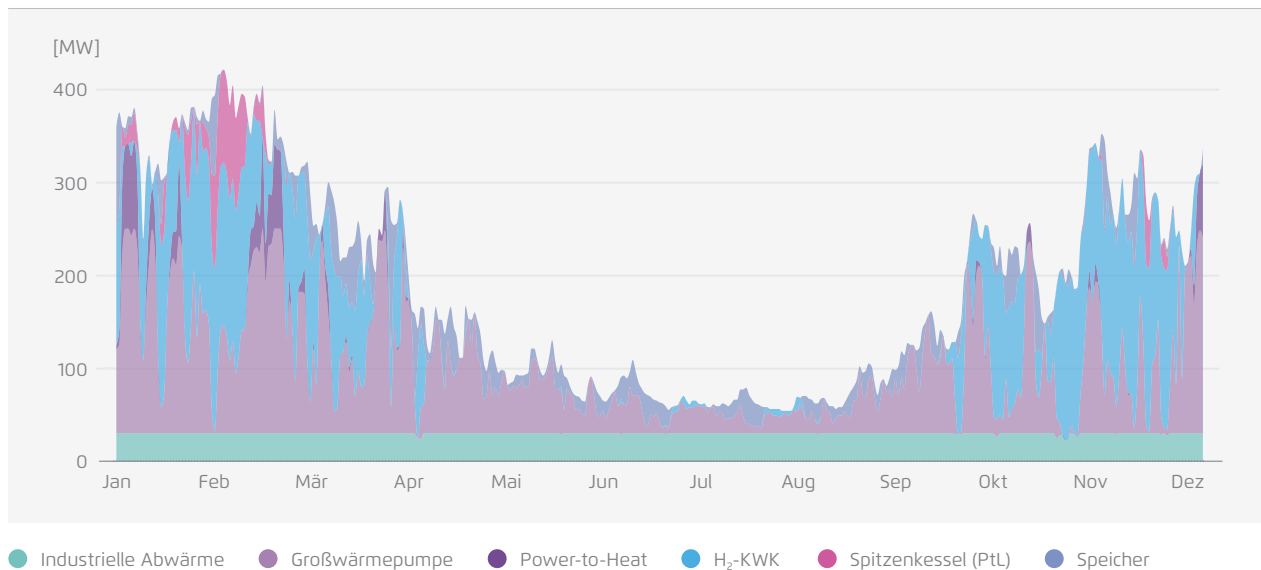
Ausgangspunkt für das Fernwärme-Dispatch-Modell ist der Anlagenbestand zur Fernwärmeerzeugung sowie eine definierte Wärmenachfrage in stündlicher Auflösung. Darauf aufbauend werden auf Basis der hinterlegten Strom- und Energiepreise und der definierten Wirkungsgrade stündliche Grenzkosten zur Deckung der Wärmelast im Netz berechnet. Die Wirkungsgrade werden sowohl aus dem Technologiecatalog (Technikkatalog, 2024) als auch aus

den Technolgiegedaten zur Strom- und Fernwärmeerzeugung der dänischen Energieagentur (DEA, 2024) übernommen. So entsteht eine stündliche Merit-Order für die Einspeisung in das definierte Wärmenetz. Der daraus resultierende Dispatch gibt Aufschluss über verschiedene Fragestellungen (Auswahl):

- Welche Systemzusammenstellungen sind technisch sinnvoll?
- Wie viele Vollbenutzungsstunden resultieren für die jeweiligen Technologien?
- Wie teuer ist die erzeugte Wärme aus welcher Technologie?
- Wie wirkt sich der Strompreis auf den Dispatch im System aus?
- In welche Stunden im Jahr fällt die Stromnachfrage der Wärmepumpen und wie hoch ist die resultierende Stromlast der Fernwärme auf das Stromsystem?
- Wie verhalten sich Wärmespeicher und welchen Nutzen haben sie für das Energiesystem?
- Welche Auswirkungen haben Netzentgelte und andere Politikinstrumente auf die Dekarbonisierung der Fernwärme?

Dispatch im Fernwärmenetz: Lastverteilung verschiedener Wärmeerzeugungstechnologien über ein Jahr

Abb. 15



Prognos (2024)

Das Fernwärme-Dispatch-Modell wurde für jeden der in Fünfjahresschritten festgelegten Fernwärmeerzeugerpark der drei Fallbeispiele berechnet – je Netz also sechs Mal. Die Ergebnisse des Dispatch-Modells wurden in die detaillierte Cashflow-Berechnung übernommen.

Abbildung 15 zeigt exemplarisch den Fernwärme-Dispatch in Großberg im Jahr 2024. Die Abbildung zeigt die Lastverteilung verschiedener Wärmeerzeugungstechnologien über das Jahr hinweg. Dargestellt sind die eingesetzten Technologien wie Spitzenkessel (PtL), Power-to-Heat, Großwärmepumpen, Speicher, H₂-KWK und industrielle Abwärme.

Gut erkennbar sind die Zeiten mit hohen Strompreisen, beispielsweise die erste Februarhälfte: H₂-KWK, Speicher und Spitzenlastkessel dominieren in diesen Phasen. Direkt anschließend folgt eine Phase mit geringen Strompreisen. Hier kommen Großwärmepumpen und Power-to-Heat (PtH) deutlich stärker zum Einsatz, während die H₂-KWK kaum eingesetzt wird. Großberg ist damit ein gutes Beispiel für das gute Zusammenspiel von Großwärmepumpen und H₂-KWK. Je nach Residuallast im Stromnetz kommen stromerzeugende KWK oder stromnachfragende

Großwärmepumpen zum Einsatz. Die Kombination von H₂-KWK und Großwärmepumpe versetzt das Fernwärmesystem in die Lage, sich systemdienlich zu verhalten.

Die industrielle Abwärme läuft als Band mit nahezu 8.760 Vollbenutzungsstunden in der Grundlast. In den Sommermonaten kommen darüber hinaus fast ausschließlich Großwärmepumpen und Wärmespeicher zum Einsatz. Die Wärmespeicher spielen zu allen Jahreszeiten eine wichtige Rolle, indem sie überschüssige oder günstige Wärme speichern und bei Bedarf abgeben. Sie erhöhen damit die Flexibilität, reduzieren den Energieeinsatz und erhöhen die Systemdienlichkeit.

Dynamische Investitionsrechnung

Die ökonomische Bewertung der Fernwärmesysteme wird mittels einer jährlichen Cashflow-Analyse durchgeführt. Diese berücksichtigt sämtliche Einnahmen und Ausgaben im Betrachtungszeitraum. Zu den Ausgaben zählen alle Kosten, die von der Erzeugung bis zum Endkunden einschließlich Investitions-, Betriebs- und Energiekosten anfallen sowie

CO₂- und Vertriebskosten. Zu den Einnahmen zählen die Erlöse aus dem Verkauf der Fernwärme und dem Stromverkauf der KWK-Anlagen.

Das Ergebnis sind die jährlichen Wärmegegestehungskosten der Fernwärmesysteme. Die Endkundenpreise der Fernwärmesysteme werden mittels des *Cost-Plus*-Ansatzes auf Basis der Wärmegegestehungskosten festgelegt.

Auch die Förderprogramme wirken auf den jährlichen Cashflow. So mindern Investitionskostenzuschüsse den für die Investition benötigte Kapitalbedarf. Betriebskostenzuschüsse hingegen können als jährliche Erlöse betrachtet werden. Zur Verdeutlichung des Förderungseffekts auf die Wirtschaftlichkeit wird der Cashflow sowohl ohne als auch mit Förderungseffekten berechnet.

In den gewählten Fallbeispielen ist bereits ein Fernwärmesystem mit bestehenden Anlagen in Betrieb. Um die Auswirkungen früherer Investitionskosten auf die Endkundenpreise genau zu ermitteln, werden Annahmen für das Einsatzjahr sowie die Abschreibungsdauer der Anlagen getroffen und berücksichtigt. Die Abschreibungsdauer orientiert sich an den Angaben des Technikkatalogs (Technikkatalog, 2024).

Zur Berechnung der Wärmegegestehungskosten erfolgt eine Annuitisierung der Investitionskosten unter Verwendung eines festgelegten Zinssatzes von 6 Prozent. Es wird angenommen, dass die Abschreibungsdauer der Erzeugungsanlagen der technischen Lebensdauer entspricht. Nach Ablauf der angenommenen Abschreibungsfrist wird die bestehende Anlage durch eine neue ersetzt, wodurch neue Investitionskosten entstehen. In zwei Fallstudien erfolgt die Umrüstung von erdgasbetriebenen KWK-Anlagen auf wasserstoffbetriebene Anlagen, was zugleich eine Modernisierung der Anlagen mit sich bringt. Die hierfür anfallenden Kosten für Modernisierung und Umrüstung werden zu 50 Prozent der Gesamtkosten berücksichtigt. Eine Reinvestition in die Netze ist in den Fallbeispielen nicht berücksichtigt. Es besteht die Annahme, dass die Lebensdauer der Netze bis zum Jahr 2045 besteht.

Alle Preise in diesem Bericht werden in realen Euro-Werten des Jahres 2023 angegeben, um eine einheitliche Grundlage für die wirtschaftliche Analyse sicherzustellen und eine präzise Vergleichbarkeit der Kosten und Preise über unterschiedliche Zeiträume hinweg zu ermöglichen, wobei Inflationseffekte ausgeschlossen werden. Die Verwendung realer Preise trägt somit zur Transparenz und Kohärenz der finanziellen Bewertung bei.

Nachfolgend werden die verwendeten Kosten und Erlöse erläutert.

Kosten von Fernwärmesystemen

Kapitalgebundene und betriebsgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten werden dominiert von den Investitionen in Netze, Hausstationen und Erzeugungsanlagen. Neben der Höhe der Investition an sich sind das Zinsniveau für Fremdkapital und die Renditeerwartungen für das Eigenkapital zentrale Einflussgrößen. Auch die Nutzungsdauer der Systemkomponenten bis zu Reinvestition spielt eine Rolle. Für die Netzinfrastrukturen wird rechnerisch üblicherweise von Nutzungsdauern von 40 Jahren ausgegangen. Auch Hausstationen sind oft deutlich mehr als 20 Jahre im Einsatz. Bei technischen Komponenten im Bereich Erzeugung liegen die Nutzungsdauern zwischen 15 und 20 Jahren. Denkt man diese typischen Nutzungsdauern mit dem Zeitpunkt der Transformation zur Klimaneutralität im Jahr 2045 zusammen, wird deutlich, dass ein Vorlauf von mindestens 25 bis 30 Jahren notwendig gewesen wäre, um die Umsteuerung evolutionär im Rahmen von „Ohnehin“-Reinvestitionen vorzunehmen und *Lock-in*-Effekte zu vermeiden.

Die betriebsbedingten Kosten umfassen Ausgaben für Wartung und Instandhaltung von Netzen, Hausanschlussstationen und Erzeugungsanlagen sowie die Kosten für Betriebsmittel und Pumpstrom. Bei einigen Komponenten variiert der Aufwand für Wartung und Instandhaltung mit der Anzahl der Stunden, die die Anlage in Betrieb ist (zum Beispiel bei Anlagen mit beweglichen Teilen wie Motoren und Turbinen).

Die Investitions- und Betriebskosten eines Fernwärmesystems variieren erheblich je nach Art der Technologie. Daher werden spezifische Investitions- und Betriebskosten je Technologie ermittelt. Die Investitionskosten werden pro kW thermischer Leistung angegeben. Betriebskosten gliedern sich in fixe und variable Kosten.² Die Fixkosten werden spezifisch pro kW thermischer Leistung angegeben, während die variablen Kosten pro MWh thermischer Arbeit angegeben werden. Diese Daten stützen sich auf den Technikatalog zum Leitfaden kommunale Wärmeplanung (Technikatalog, 2024) sowie Technologiedaten zur Strom- und Fernwärmeerzeugung der dänischen Energieagentur (DEA, 2024). Die Investitionskosten umfassen die Anlagen- und Netzkosten, einschließlich der Hausanschlussstationen. Die Netzkosten wurden auf der Grundlage von Erfahrungswerten der GEF Ingenieur AG ergänzt und sowohl für das bestehende Netz als auch für den Netzausbau ermittelt. Für die Fernwärmesysteme wird angenommen, dass die Bestandsnetze bis zum Ende des Betrachtungszeitraums keine Reinvestition benötigen, sondern das Ende ihrer Lebensdauer noch nicht erreicht haben.³ Detaillierte Angaben zu den im Projekt verwendeten Investitions- und Betriebskosten finden sich im Anhang (A5: Spezifische Investitions- und Betriebskosten).

Energiebezugskosten oder verbrauchsgebundene Kosten

Unter diesem Begriff werden die mit dem Verbrauch von Energie zusammenhängenden Kosten, die durch den Anlagenbetrieb entstehen, zusammengefasst. Diese sind im Wesentlichen die Kosten für Brennstoffe inklusive Strom, Kosten für Wärmeeinkauf bei Dritten oder Kosten für CO₂-Zertifikate.

Energiebezugskosten spielen eine bedeutende Rolle in der Wirtschaftlichkeit eines Fernwärmesystems und beeinflussen die Wärmegestehungskosten stark.

Die Bestimmung der Energiebezugskosten erfolgt auf Basis von Energiepreisen nach Energieträger und Abnehmerklasse. Diese enthalten alle für den jeweiligen Abnahmefall geltenden Steuern, Abgaben und Umlagen inklusive der CO₂-Bepreisung nach ETS 1 oder BEHG/ETS 2.

Der Betrieb von KWK-Anlagen und auch von Wärmepumpen orientiert sich an Strompreissignalen. Die Preise für die Einspeisung des KWK-Stroms in das Netz der allgemeinen Versorgung und für den Betrieb der Wärmepumpen werden anhand des stundenscharf rechnenden Fernwärme-Dispatch-Modells der Prognos AG bestimmt. KWK-Anlagen laufen dadurch bevorzugt in Stunden mit hohen Strompreisen; genau diese Stunden meiden die Wärmepumpen. Sie laufen bevorzugt in Stunden mit niedrigen Strompreisen. Die Orientierung an Strompreissignalen gelingt jedoch nur, wenn Großwärmepumpen oder auch KWK-Anlagen nicht die einzigen oder dominanten Erzeuger im Fernwärmesystem sind. Die Strompreise im Modell basieren auf Großhandelspreisen und sind anhand des Strommarktmodells der Prognos AG stündlich bis 2045 modelliert. Bei allen anderen Energieträgern werden von vorherein über das Jahr konstante Preise verwendet, die auf denselben Großhandelspreisen fußen wie im Strommarktmodell.

Bei KWK-Anlagen werden die Energiekosten für den gesamten Brennstoffeinsatz ermittelt. Der durch die Anlagen produzierte und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste Strom wird als Stromerlös erfasst.

In den Wärmegestehungskosten sind weitere Kostenfaktoren wie CO₂- und Vertriebskosten, Marge und Mehrwertsteuer enthalten. Die CO₂-Kosten werden auf Basis des Energieeinsatzes bestimmt und umfassen CO₂-Kosten nach ETS I und ETS II beziehungsweise BEHG. Diese Werte sind dem Technikatalog entnommen. Detaillierte Angaben zu den im Projekt verwendeten Energiebezugskosten finden sich im Anhang.

² Energiebezugskosten zählen ebenfalls zu den Betriebskosten, werden jedoch in einem separaten Abschnitt beschrieben.

³ Wenn sich in älteren Bestandsnetzgebieten Schäden häufen und bis 2045 Erneuerungsbedarf besteht, erhöhen sich die kapitalgebundenen Kosten entsprechend.

Sonstige Kosten

Die sonstigen Kosten lassen sich häufig nur schwer einzelnen Komponenten wie Netz oder Erzeugung zuordnen. Sie umfassen zum Beispiel Versicherungsbeiträge, Personalkosten für den Betrieb des Fernwärmesystems und Overhead-Kosten.

Verteilung, Vertrieb und Marge

Neben den Kosten für die Wärmeerzeugung fallen auch Kosten für Verteilung und Vertrieb an. Für den Vertrieb werden basierend auf Erfahrungswerten pauschal 8 Euro pro MWh thermisch angesetzt. Die Marge wird mit 10 Prozent auf alle entstandenen Kosten vor der Mehrwertsteuer angesetzt.

Erlöse von Fernwärmesystemen

Verkaufserlöse

Einnahmen werden durch den Verkauf von Wärme – und beim Betrieb von KWK-Anlagen auch von Strom – erzielt. Begrenzt werden die möglichen Verkaufserlöse insbesondere durch die Wärmelieferverordnung (WärmeLV), siehe Infobox 5.

Erlöse aus aktuellen Politikinstrumenten und Förderungen

Die relevanten Instrumente und Förderungen wurden in Kapitel 2.4 erläutert.

→ Infobox 5: Die Wärmelieferverordnung

Die WärmeLV regelt die Bedingungen für die Lieferung von Wärme und Kälte, zum Beispiel durch Fernwärmeversorger oder Contractoren mittels Fernwärme- und Fernkältenetzen. Sie wurde eingeführt, um Rechtssicherheit beim Wechsel von der Wärme-Eigenversorgung zur gewerblichen Wärmelieferung zu schaffen und dabei den Mieterschutz zu stärken. Die Verordnung definiert Vorschriften für Wärmelieferverträge.* Hierdurch sollen Mieter:innen in die Lage versetzt werden, die Preisentwicklung nachzuvollziehen und gegebenenfalls zu überprüfen. Somit ist die WärmeLV aktuell ein wichtiges Mieterschutzinstrument für Bestandskunden und -kundinnen.

Ein wichtiger Aspekt der WärmeLV besagt, dass die Umstellung von einer von dem/von der Vermieter:in betriebenen Heizung auf eine Wärmelieferung durch Dritte keine höheren Wärmekosten für die Mieter:innen verursachen darf als in den drei vorhergehenden Jahren. Dies ist oftmals eine dezentrale Erdgas-Heizung. Bei niedrigen Erdgaspreisen kann die Fernwärme selten mit dezentralen Erdgaskesseln konkurrieren. Dies hatte und hat einen hemmenden Effekt auf den Ausbau der Fernwärmenetze und die Gewinnung neuer Kundinnen und Kunden. Weiterhin ignoriert diese Betrachtungsweise vollständig die zukünftigen Effekte des BEHG beziehungsweise ETS 2 und den Umstand, dass neue Heizungen mittlerweile mindestens 65 Prozent Erneuerbare Energien nutzen müssen.

*Diese müssen unter anderem Informationen zu den zu erbringenden Leistungen enthalten, zu Grund- und Arbeitspreis, zu etwaigen Preisänderungsklauseln und zur Vertragslaufzeit.

4 Ergebnisse und Herausforderungen

4.1 Vorgehen bei der Analyse der Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen erläutert und die größten Herausforderungen abgeleitet. Dabei wird zunächst die Perspektive der Fernwärmeversorger erläutert und anschließend die Perspektive der Endkunden und -kundinnen eingenommen. Abbildung 16 gibt einen Überblick über die im Folgenden erörterten wichtigsten Herausforderungen.

4.2 Fernwärmeversorgungsunternehmen: Herausforderungen für Investitionen in klimaneutrale Wärmenetze

Die Berechnungen der drei Fallbeispiele sowie die Diskussionen innerhalb des Begleitkreises haben gezeigt, dass die Fernwärmeversorger vor allem vor folgenden Herausforderungen stehen, die sich direkt auf Investitionsentscheidungen auswirken:

→ Unsicherheiten des förderpolitischen Rahmens

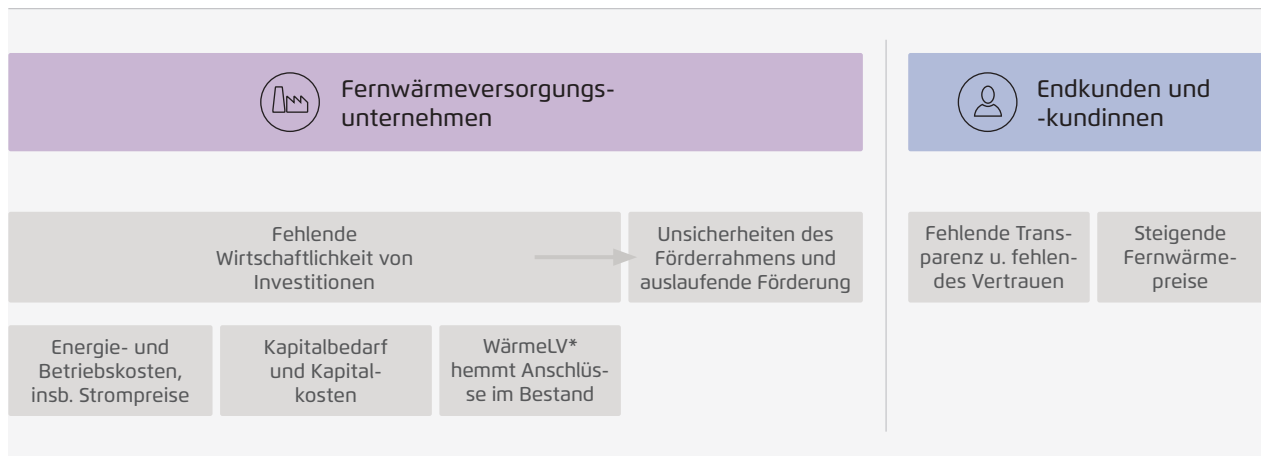
- Fehlende Wirtschaftlichkeit von Investitionen in klimaneutrale Wärmeerzeuger
- Energiebezugskosten und laufende Betriebskosten für klimaneutrale Wärmeerzeugung
- Kapitalbedarf und Kapitalkosten wegen erhöhter Risiken
- Fehlende Anschlussmöglichkeiten im Bestand wegen der Wärmelieferverordnung

Daneben gibt es Herausforderungen im Bereich Bau- und Genehmigungsrecht, die den Fernwärmeausbau erschweren und langwierige, personalintensive Prozesse mit sich bringen, die einen indirekten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Fernwärme haben. Die einzelnen Punkte werden im Folgenden detailliert erläutert.

Unsicherheiten des förderpolitischen Rahmens

Mit dem KWKG und der BEW laufen die zentralen Förderprogramme zum Ausbau und zur Dekarbonisierung der Fernwärme in naher Zukunft aus. Die beihilferechtliche Genehmigung des KWKGs endet am 31. Dezember 2026 und die BEW zum September

Herausforderungen des Fernwärmeausbaus aus Sicht der Fernwärmeversorger und der Endkunden und -kundinnen → Abb. 16



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024) *Wärmelieferverordnung **Zahlen basierend auf typisierten Fallbeispielen

2028. Durch die Betriebskostenförderung entfalten beide Programme ihre Wirkung immerhin bis etwa Mitte/Ende der 2030er Jahre. KWK-Anlagen und Fernwärmanlagen basierend auf Erneuerbaren Energien, die nach 2027 beziehungsweise nach 2032 gebaut werden, würden (Stand Sommer 2024) weder Investitionskostenzuschüsse noch Betriebskostenförderungen erhalten. Wie die Fallbeispiele zeigen, sind ohne Fortführung dieser Förderungen deutlich steigende Wärmegestehungskosten und damit höhere Fernwärmepreise zu erwarten (siehe Kapitel 4.3). Zudem ist aus Versorgerperspektive unklar, inwieweit höhere Fernwärmepreise an Kundinnen und Kunden weitergegeben werden dürfen (anlegbare Preise, WärmeLV).

Bei der BEW bestehen darüber hinaus hohe Unsicherheiten hinsichtlich der finanziellen Ausstattung des Programms. Der jährliche Förderbedarf für Ausbau und Dekarbonisierung der Fernwärme liegt bei rund 3,5 Milliarden Euro (Prognos AG, 2024b). Das übersteigt die aktuelle Ausstattung der BEW (0,8 Milliarden Euro pro Jahr) und KWKG (maximal 1,8 Milliarden Euro pro Jahr) bei weitem. Diese Unsicherheit dürfte die Investitionstätigkeit der Fernwärmeunternehmen deutlich hemmen.

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor ist das Wissen, dass das KWKG in seiner jetzigen Form nicht dauerhaft zielkonform ist. In einem überwiegend aus fossil befeuerter Stromerzeugung bestehenden Stromsystem führen fossil befeuerte KWK-Anlagen zu Primärenergie- und Treibhausgas-einsparungen. Mit der zunehmenden Umstellung auf erneuerbare Stromerzeugung ändert sich dieses Bild. Fossil befeuerte KWK führen immer weniger zu Primärenergie- und Treibhausgaseinsparungen und früher oder später zu höheren Emissionen. Gleichzeitig ergibt sich aus der zunehmend fluktuierenden Stromerzeugung (Windkraft und Photovoltaik) ein Bedarf an regelbaren Stromerzeugungskapazitäten. Im Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2045* wie auch in allen anderen gängigen Szenarien zur Klimaneutralität kommen hierfür mit synthetischen Energieträgern (in der Regel grüner Wasserstoff)

befeuerte Kraftwerke zum Einsatz. Werden diese als KWK-Anlagen ausgeführt, führt das im Vergleich zur ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung zu Primärenergieeinsparungen.

Es besteht deshalb die dringende Notwendigkeit, zügig und verbindlich ein Förderkonzept für die Nachfolge von BEW und KWKG zu diskutieren und zu gestalten. Eine große Herausforderung wird dabei sein, die Förderung so auszugestalten, dass sie einerseits Sicherheit für die Investition in H₂-KWK-Anlagen bietet, ohne dabei die Erzeugung von Fernwärme aus Erneuerbaren Energien ins Hintertreffen zu bringen. Zudem sollten weder Errichtungen noch Umrüstungen von KWK-Anlagen angereizt werden, deren Versorgung mit Wasserstoff ungewiss ist oder wo der stromnetzdienliche Bedarf als sehr unwahrscheinlich gilt.

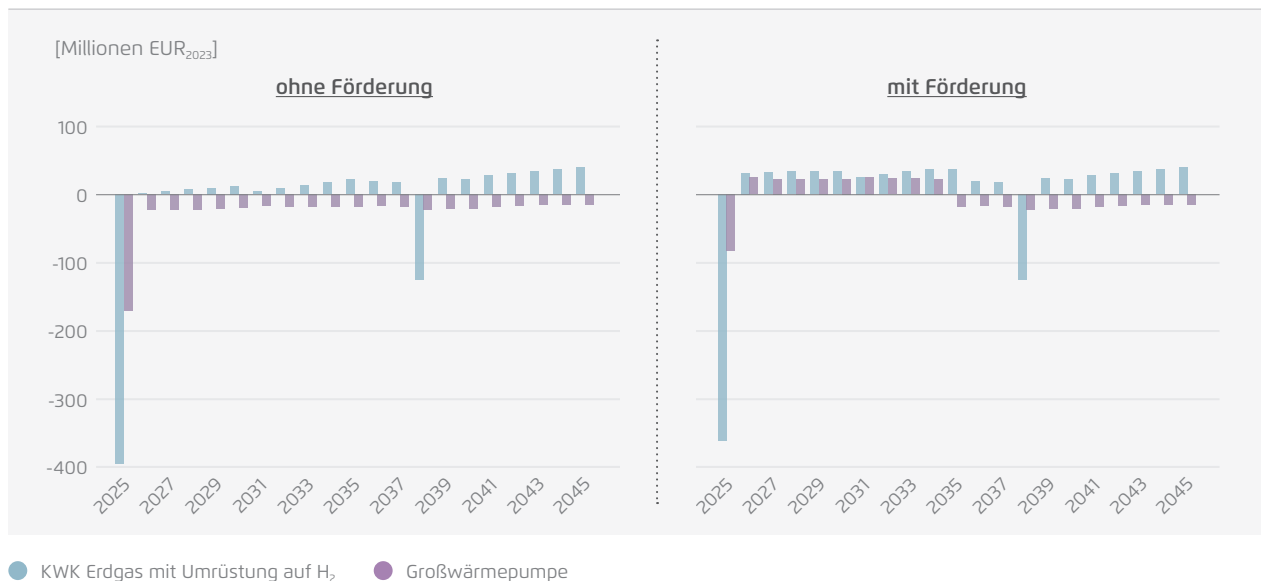
Fehlende Wirtschaftlichkeit von Investitionen in klimaneutrale Wärmeerzeuger

Im Rahmen der Studie wurde die Wirtschaftlichkeit einer Investition in eine Großwärmepumpe sowie einer Investition in eine KWK-Anlage, die anfangs mit Erdgas betrieben und in den späten 2030er Jahren auf Wasserstoff umgestellt wird, berechnet. Dafür wurden der Nettobarwert sowie der jährliche Cashflow der beiden Investitionen ausgewiesen – so sollen spezifische wirtschaftliche Herausforderungen dargestellt werden.

Die Rahmenbedingungen des Technologievergleichs umfassen die Investition in eine Großwärmepumpe und in eine KWK-Anlage im Jahr 2025, die jeweils 1.000 Gigawattstunden Wärme erzeugen. Beide Technologien werden gemäß den geltenden Fördergesetzen unterstützt, und die Betrachtung erstreckt sich bis 2045. Die Betriebscharakteristika beider Anlagen wurden dem Beispiel Großberg entnommen. Für beide Anlagen wird unterstellt, dass sie auf Strompreissignale reagieren. Für die Erlöse aus der erzeugten Wärme wird ein anlegbarer Preis gesetzt, der den internen Wettbewerb unter mehreren Wärmeerzeugern im Fernwärmesystem widerspiegelt

Jährlicher Cashflow einer KWK-Anlage und einer Großwärmepumpe mit und ohne Förderung*

Abb. 17



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

* bei einer Wärmeerzeugung von jeweils 1.000 GWh; Berücksichtigung von KWKG und BEW für die Förderung

und für den Grundlastbetrieb geeignet ist. Im Hinblick auf die Dekarbonisierung wird die KWK-Anlage im Jahr 2038 modernisiert und auf Wasserstoffbetrieb umgestellt.

Um die Effekte der Förderung zu verdeutlichen, werden die Cashflows der Anlagen jeweils mit und ohne Berücksichtigung der Förderung einander gegenübergestellt. Abbildung 17 zeigt, dass die Investitionskosten der KWK-Anlage mehr als doppelt so hoch wie die der Großwärmepumpe sind. Die KWK-Anlage verzeichnet auch ohne Förderung einen leicht positiven jährlichen Cashflow. Der einmalig negative Cashflow im Jahr 2038 resultiert aus der Umstellung der Anlage auf Wasserstoff bei gleichzeitiger Modernisierung. Die Großwärmepumpe erzielt ohne Förderung durchgängig negative Cashflows.

Das Bild ändert sich durch die BEW und das KWKG. In den ersten zehn Jahren nach Investition weisen nun beide Anlagen einen positiven jährlichen Cashflow auf, der bis 2034 auf vergleichbarem Niveau bleibt. Die Großwärmepumpe erhält sowohl eine Förderung für die Investitionskosten als auch die

Betriebskostenförderung über die ersten zehn Betriebsjahre. Nach dem Auslaufen der Betriebskostenförderung sinkt der jährliche Cashflow der Großwärmepumpe wieder in den negativen Bereich.

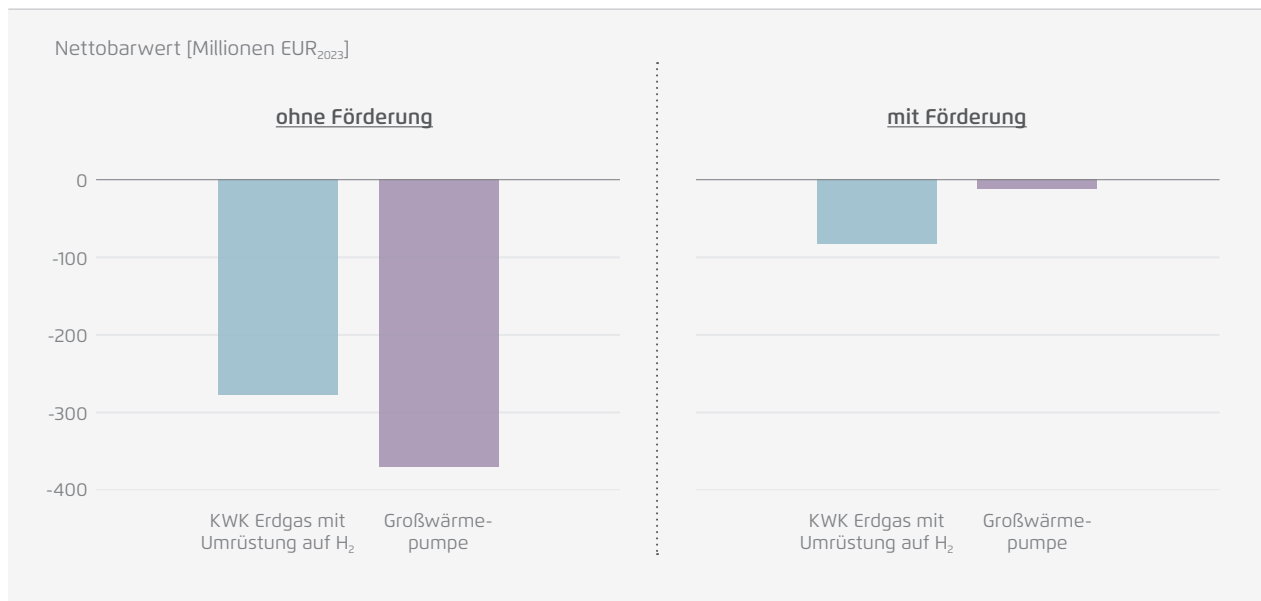
Abbildung 18 zeigt den Barwert der beiden Anlagen mit und ohne aktuelle Förderung durch BEW und KWKG über 20 Jahre. Zunächst wird deutlich, dass die KWK-Anlage trotz kleiner positiver jährlicher Cashflows ohne KWK-Förderung einen deutlich negativen Barwert aufweist. Auch die Großwärmepumpe weist ohne BEW-Förderung einen negativen Barwert auf. Die Förderprogramme verbessern diese Situation für beide Technologien deutlich. Die wirtschaftliche Lücke wird in beiden Fällen weitgehend geschlossen und das Förderziel damit erreicht.

Energiebezugskosten und laufende Betriebskosten für klimaneutrale Wärmeerzeugung

Großwärmepumpen decken in den künftigen Wärmenetzen weite Teile der Wärmeerzeugung. Dabei übernehmen sie einen großen Teil der Grundlast und erreichen hohe Vollbenutzungsstunden. Für

Funding Gap einer gasbetriebenen KWK-Anlage und einer Großwärmepumpe mit und ohne Förderung*

Abb. 18



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

* bei einer Wärmeerzeugung von jeweils 1.000 GWh; Berücksichtigung von KWKG und BEW für die Förderung

den wirtschaftlichen Betrieb einer Wärmepumpe sind daher günstige Strombezugskosten essenziell. Nur so kann sie in der Merit Order der Wärmeerzeuger eines Fernwärmesystems häufig die niedrigsten Grenzkosten bieten und zum Zug kommen.

Abbildung 19 vergleicht die Energiebezugskosten je erzeugter MWh Wärme ausgewählter Technologien ohne Förderungen. Die KWK-Anlage wird strommarktgeführt betrieben und auch beim Betrieb der Großwärmepumpe werden Zeiten niedriger Strompreise bevorzugt. Bei der KWK-Anlage wurden die gesamten Bezugskosten für Strom- und Wärmeerzeugung sowie die Erlöse durch den Stromverkauf angesetzt. Die Energiebezugskosten wurden dabei nach ihren wichtigsten Bestandteilen aufgegliedert. Für Strom sind dies Beschaffung, Netzentgelte, Stromsteuer und sonstige Steuern und Abgaben. Die mit dem Fernwärme-Dispatch-Modell für Großberg berechneten Strombezugskosten wurden übernommen. Für die KWK-Einspeisung ergibt sich im Mittel der höchste Strompreis, gefolgt von der Wärmepumpe. Der Elektrokessel (E-Kessel) läuft nur bei sehr geringen Strompreisen, weshalb der Strombezug hier am günstigsten ist. Für Erdgas sind Beschaffung,

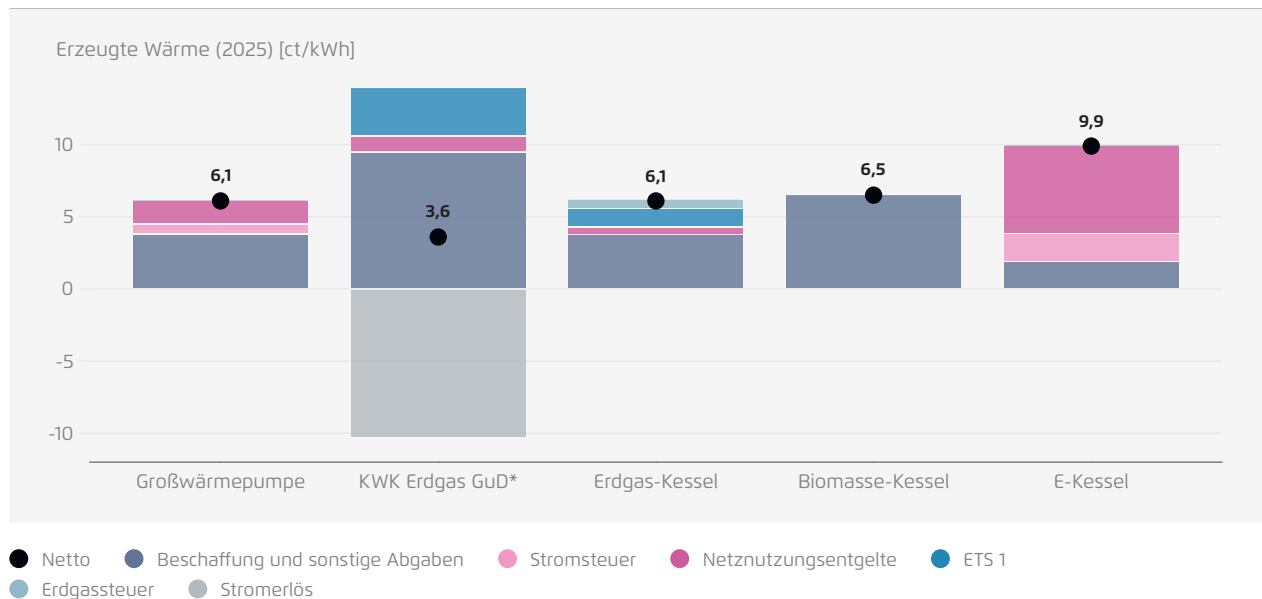
Erdgassteuer und Kosten des ETS die wichtigsten Preiskomponenten. Für Biomasse fallen aktuell weder Energiesteuern noch Kosten für den ETS an, weshalb hier nur Beschaffungskosten relevant sind.

Die spezifischen Energiebezugskosten der KWK-Anlage (abzüglich der Stromerlöse) sind im Vergleich zur Wärmepumpe deutlich günstiger und die Wärmepumpe ist damit im Nachteil. Allerdings sind die Investitionskosten der KWK-Anlage deutlich höher als die der Wärmepumpe. Zur Refinanzierung der hohen Investitionskosten ist daher ein größerer Abstand zwischen den Grenzkosten und dem Wärmeerlös erforderlich.

Im Vergleich zu Gas- oder Biomassekessel liegen die spezifischen Energiebezugskosten der Wärmepumpe aktuell etwa gleich auf. Die Großwärmepumpe weist jedoch die höchsten spezifischen Investitionskosten der drei Technologien auf. Sie benötigt daher im Vergleich zu diesen beiden Technologien – ähnlich wie die KWK-Anlage – einen größeren Abstand zwischen Grenzkosten und Wärmeerlös zur Refinanzierung der Investition. Zwar sind noch Kostendegressionen zu erwarten (Agora Energiewende & Fraunhofer IEG,

Kostenstruktur der Energiebezugskosten ausgewählter Technologien je Kilowattstunde erzeugter Wärme

Abb. 19



Prognos (2024) basierend auf Technikatalog (2024); Netzentgelte Gas basierend auf Bundesnetzagentur (2024). Anmerkungen: Energiebezugskosten Gaskessel: Tarif für Energiewirtschaft > 1,2 TWh; Energiebezugskosten Großwärmepumpe und GuD-KWK: Tarif für Großversorger; Energiebezugskosten E-Kessel: Tarif für Stadtwerk, Mittelspannung, 500 VLH; Stromerlös: eigene Berechnung auf Basis Strommarktmodell Prognos AG. Wirkungsgrad Gaskessel: 90%; Wirkungsgrad Biomasse-Kessel: 81%; Wirkungsgrad E-Kessel: 99%; *für KWK-Anlage wird zwar Erdgassteuer gezahlt, diese wird jedoch zurückerstattet nach § 53a EnergieStG (Steuerentlastung für die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme)

2023), jedoch werden Investitionskosten für Großwärmepumpen preislich nicht auf oder unter das Niveau von einfachen Kesseln sinken.

Die Berechnungen zeigen, dass niedrige Strombezugskosten der zentrale Hebel für die Wettbewerbsfähigkeit von Großwärmepumpen und ihre Eignung für den Grundlastbetrieb sind.

Abbildung 19 zeigt außerdem, dass sowohl die Stromsteuer als auch die Netznutzungsentgelte einen bedeutenden Anteil an den spezifischen Energiebezugskosten von Großwärmepumpen haben. Anpassungen in diesem Bereich wie eine Reduktion der Stromsteuer oder die Einführung dynamischer Netzentgelte können daher deutlich lenkende Wirkung entfalten und den Förderbedarf für die Großwärmepumpen deutlich reduzieren.

Kapitalbedarf und Kapitalkosten

Die Umstellung der Erzeugungsstruktur auf klimafreundliche Technologien erfordert erhebliche Investitionen, die in der Regel höher ausfallen als die Modernisierung bestehender fossiler Erzeugungstechnologien.

Kapitalbedarf

Der in Abschnitt 2.3 skizzierte Ausbaupfad zum Ausbau und dem Umstieg der Fernwärmeerzeugung auf Erneuerbare Energien führt zu einem Investitionsbedarf von jährlich rund 5 bis 6 Milliarden Euro innerhalb der kommenden zwei Dekaden. Dies entspricht einer knappen Verdreifachung gegenüber dem aktuellen Investitionsniveau von gut 2 Milliarden Euro jährlich (Kapitel 2.2).

Anlagenbestand und Investitionen in Fernwärme-Erzeugungsanlagen und den Ausbau des Wärmenetzes bis zum Jahr 2045 in den drei Fallbeispielen

→ Tabelle 5

Bestand 2023	Großberg	Mittelberg	Landberg
Fernwärmeerzeugung [Mio. EUR]	532	75	4
Wärmenetz [Mio. EUR]	490	91	8
Summe [Mio. EUR]	1022	166	12
Investitionen bis 2045	Großberg	Mittelberg	Landberg
Fernwärmeerzeugung [Mio. EUR]	385	105	20
Wärmenetz [Mio. EUR]	420	111	31
Summe [Mio. EUR]	805	215	51

Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

In allen drei Fallbeispielen sind hohe Investitionen erforderlich und es besteht somit ein hoher Kapitalbedarf (siehe Tabelle 5). Der Anlagenbestand in Großberg liegt im Jahr 2023 bei 1.022 Millionen Euro. Bis zum Jahr 2045 werden mit 805 Millionen Euro Investitionen in ähnlichem Umfang getätigt, etwa hälftig für die Fernwärmeerzeugung (385 Millionen Euro) und für das Fernwärmenetz (420 Millionen Euro). In Mittelberg liegen die Investitionen bis zum Jahr 2045 bei 215 Millionen Euro und damit rund 30 Prozent über dem Wert des Anlagenbestands des Jahres 2023 (166 Millionen Euro). Auch hier sind die Investitionen etwa hälftig auf Erzeugungsanlagen (105 Millionen Euro) und Wärmenetze (111 Millionen Euro) verteilt. In Landberg übertreffen die Investitionen bis zum Jahr 2045 den Wert des Anlagenbestands 2023 von rund 12 Millionen Euro um ein Vielfaches: bis zum Jahr 2045 sind Investitionen in Höhe von 51 Millionen Euro nötig, um den Ausbaupfad umzusetzen. Mit 31 Millionen Euro liegen die Investitionen in das Fernwärmenetz über denen für die Erzeugung von Fernwärme mit 20 Millionen Euro.

Kapitalkosten

Der hohe Investitionsbedarf dürfte dazu führen, dass die Unternehmen mehr Fremdkapital einbinden werden als bislang. BET schätzt in einer Kurzanalyse, dass die Eigenkapitalquoten von Energieversorgungsunternehmen zwischen 30 Prozent und 50 Prozent liegen (BET 2021), wobei der Anteil des Eigenkapitals mit zunehmender

Unternehmensgröße abnimmt. Insbesondere kleinere Energieunternehmen haben damit gewisse Spielräume bei der Einbindung von Fremdkapital. Deloitte (2023) schätzt eine Eigenkapitalquote von unter 20 Prozent als kritisch ein. Größere Energieunternehmen haben somit meist wenig Spielraum für die Einbindung von Fremdkapital, sie müssten verstärkt auf eigenkapitalstärkende Maßnahmen zurückgreifen.

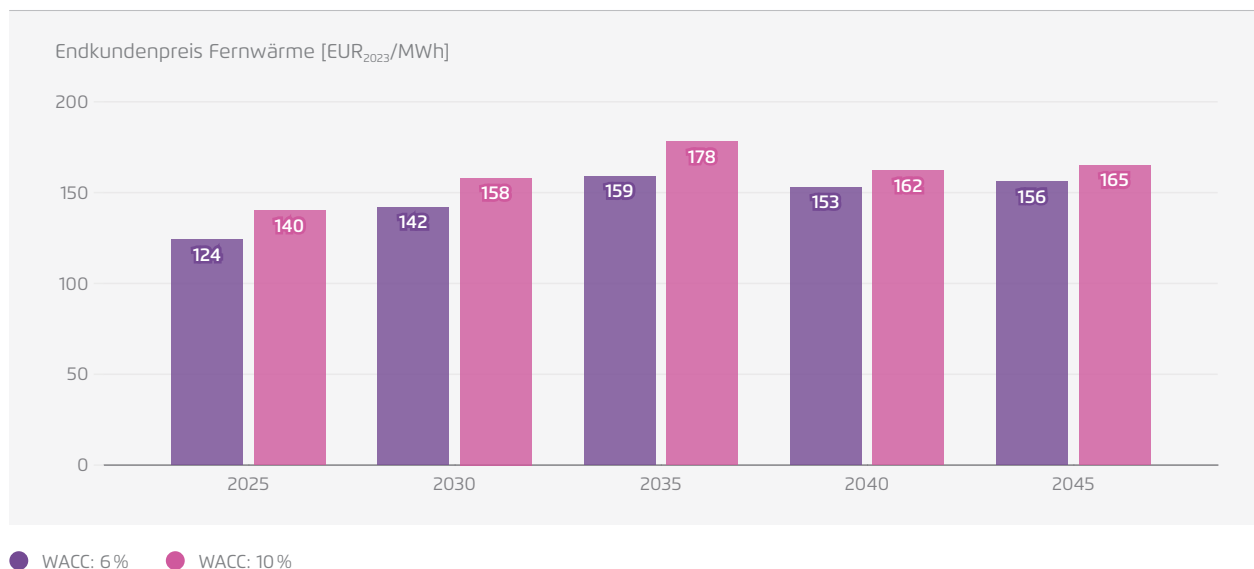
Hinzu kommen weitere Faktoren, die die Finanzierungs- und Transaktionskosten in die Höhe treiben:

- Im Bereich der Wärmeerzeuger wird das Fündigkeitsrisiko bei der Geothermie oder die Beständigkeit von Abwärmequellen häufig benannt.
- Für das gesamte Fernwärmesystem wird das Risiko (zu) geringer Anschlussraten genannt.
- Zudem werden Fernwärmeleitungen als insbesondere von Fremdkapitalgebern „vergrabener“ Asset betrachtet: Im Gegensatz zu einem Wärmeerzeuger können Wärmenetze nicht als Sicherheit dienen, da sie nicht abgebaut, verkauft und an anderer Stelle wieder aufgebaut werden können.
- Letztlich führt auch die bislang geringe Erfahrung seitens der Finanzwirtschaft mit der Bewertung von Risiken beim Ausbau der erneuerbaren Fernwärme zu Sicherheitsaufschlägen.

Als Bewertungsmaßstab für (erhöhte) Finanzierungskosten wird häufig der WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) herangezogen. Die Berechnungen

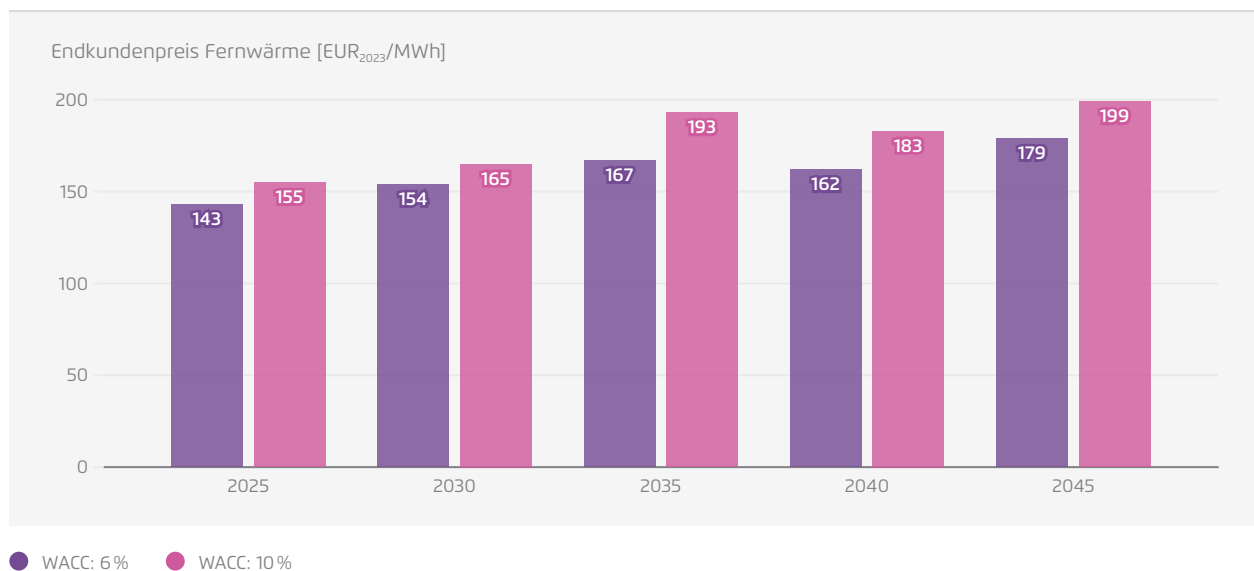
Auswirkungen verschiedener WACC-Sätze auf die Endkundenpreise* (mit Förderung) im Fallbeispiel Großberg

Abb. 20

Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). *Endkundenpreise basierend auf einem vereinfachten *Cost-Plus*-Ansatz

Auswirkungen verschiedener WACC-Sätze auf die Endkundenpreise* (mit Förderung) im Fallbeispiel Landberg

Abb. 21

Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). *Endkundenpreise basierend auf einem vereinfachten *Cost-Plus*-Ansatz

werden mit einem WACC von 6 Prozent vorgenommen, was gut mit den bisherigen Anforderungen übereinstimmt (siehe Kapitel 2.4.). Der WACC beeinflusst maßgeblich die Finanzierungskosten und kann somit die Endkundenpreise erheblich variieren lassen. Die Berechnung der Endkundenpreise basiert auf den Wärmegestehungskosten und einem einfachen *Cost-Plus*-Ansatz (siehe Kapitel 3.1)

Um den Einfluss höherer Finanzierungskosten auf die Endkundenpreise der Fernwärme zu bestimmen, wurde die Berechnung einerseits mit einem WACC von 6 Prozent andererseits einem WACC von 10 Prozent vorgenommen. Die Untersuchung der WACC-Sensitivität wurde in den beiden Fallbeispielen Großberg und Landberg durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen die Endkundenpreise sowohl mit dem 6-prozentigen als auch mit dem 10-prozentigen WACC.

Die WACC-Sensitivitätsanalyse zeigt deutlich, dass ein höherer WACC großen Einfluss auf die Gestehungskosten und damit die Endkundenpreise von Fernwärme hat:

→ So steigen diese in Großberg bei einer Erhöhung des WACC von 6 auf 10 Prozent um 9 bis 19 Euro/MWh. Diese höheren Kosten wirken sich besonders stark zu Beginn aus, da Restinvestitionen in dieser Analyse berücksichtigt werden, wodurch die Finanzierungskosten bestehender Anlagen teurer werden. Der Einsatz neuer Anlagen führt ebenfalls zu einer Erhöhung der Finanzierungskosten.

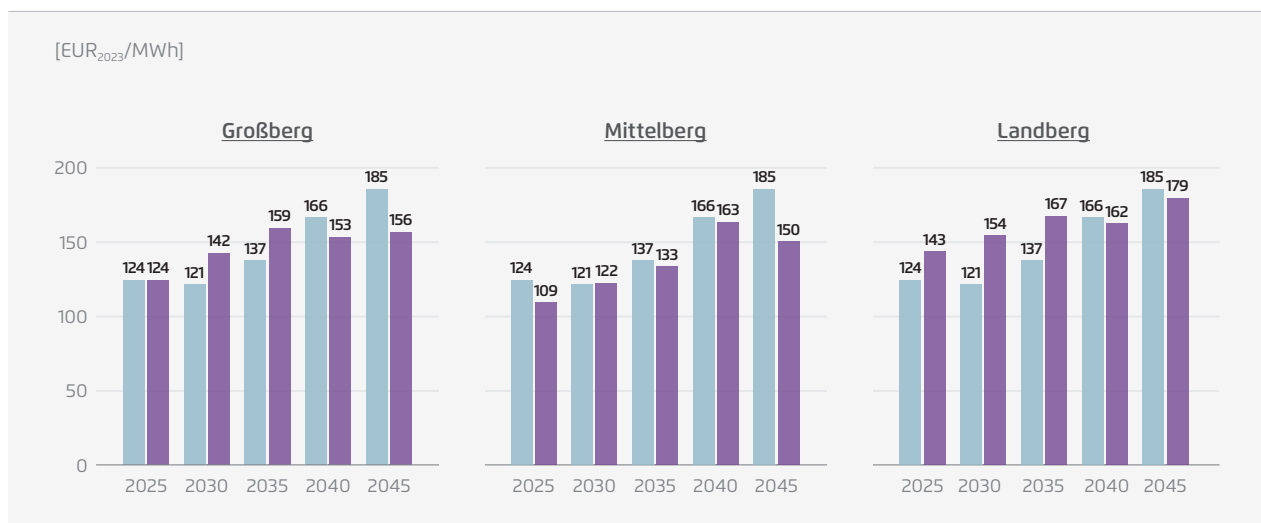
→ In Landberg zeigt sich, dass ein höherer WACC eine stärkere Auswirkung auf die Endkundenpreise hat. Sie steigen hier um etwa 11 bis 26 Euro je MWh. Diese Erhöhung ist insbesondere auf die Notwendigkeit von Netzerweiterungen und den verstärkten Bau neuer Anlagen zurückzuführen, die vor allem im Jahr 2035 vorgesehen sind.

Wirtschaftlichkeit neuer Anschlüsse im Mietwohnbestand

Seit 2013 regelt die WärmeLV die Randbedingungen, unter denen Vermieter die hauseigene Zentralheizung auf die gewerbliche Lieferung von Wärme

Endkundenpreis (Fernwärme) mit aktueller Förderung versus Kosten für die Wärmeversorgung über einen dezentralen Erdgaskessel

Abb. 22



● Wärmegestehungskosten dezentraler Erdgaskessel ● Endkundenpreis Fernwärme mit aktueller Förderung

Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). Anmerkung: Endkundenpreise Fernwärme basierend auf einem vereinfachten *Cost-Plus*-Ansatz

(durch Fernwärmeunternehmen oder Contractoren) umstellen können. Diese Verordnung dient insbesondere dem Schutz der Mieter:innen, wie in Kapitel 3.3 beschrieben. Zur Schaffung von Akzeptanz und zur Gewährleistung der Leistbarkeit auch für einkommensschwache Haushalte erscheint die Wärmelieferverordnung grundsätzlich geeignet.

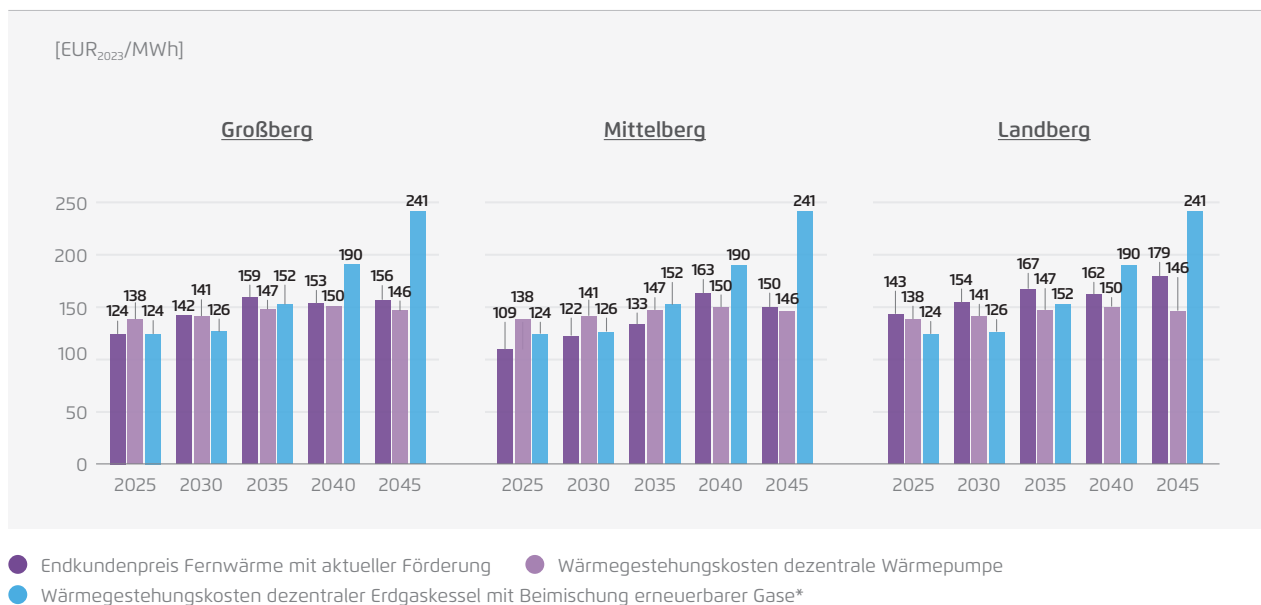
In ihrer aktuellen Ausgestaltung hat die WärmeLV jedoch Schwächen, die den Wechsel von einer Objektversorgung auf Fernwärme behindern und damit als Investitionshemmnis für den Ausbau der Fernwärme wirken. Dies bestätigen auch die Berechnungen zu den Fallbeispielen.

Eine Kernkritik an der Wärmelieferverordnung ist, dass sie eine potenziell erneuerbare künftige Wärmeversorgung vergangenheitsbezogen mit der bestehenden Heizung vergleicht. Damit werden zentrale kostenrelevante Aspekte der zukünftigen Entwicklung nicht hinreichend berücksichtigt:

- Das Gebäudeenergiegesetz fordert einen Anteil von mindestens 65 Prozent Erneuerbarer Energien beim Einbau einer neuen Anlage zur Wärmeerzeugung im Objekt. Bestehende Heizkessel werden in der Regel fossil befeuert und sind daher kein gleichwertiger Bewertungsmaßstab für eine neue Wärmeversorgung.
- Die Einführung des BEHG (und perspektivisch des ETS 2) hat einen kostensteigernden Effekt auf bestehende fossile Wärmeversorgungen. Im BEHG ist ein steigender Preispfad bis zum Jahr 2026 vorgesehen. Danach gibt es bislang keinen festgelegten Preis, jedoch ist von steigenden CO₂-Preisen auszugehen (u. a. MCC 2023). Diese Kosten werden beim Vergleich einer neuen Wärmeversorgung mit einem bestehenden fossil befeuerten Heizkessel außer Acht gelassen; zumal mit Ausnahme von 2022 und 2023 die zum Vergleich herangezogenen Erdgaspreise in der Vergangenheit niedrig waren. Somit liegen auch hier keine gleichwertigen Vergleichsmaßstäbe vor.

Endkundenpreis (Fernwärme) mit aktueller Förderung versus Kosten für die Wärmeversorgung über dezentrale, GEG-kompatible Heizungen

Abb. 23



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). Anmerkung: Endkundenpreise Fernwärme basierend auf einem vereinfachten Cost-Plus-Ansatz
 *Beimischung Biomethan von 15% in 2030, 30% in 2035, 60% in 2040 und 100% in 2045

In den Beispielen Großberg und Landberg erweist sich die WärmeLV als hemmend für die Umstellung auf Fernwärme, da diese bis Ende der 2030er Jahre um bis zu 20 Prozent teurer ist als eine dezentrale Wärmelieferung mit einem bestehenden Erdgaskessel. Erst ab 2040 und aufgrund steigender Erdgaspreise wird Fernwärme vorteilhafter. Maßgeblich hierfür ist die CO₂-Bepreisung nach BEHG und ETS 2.

Wie sich die Endkundenpreise für Fernwärme in den drei Fallbeispielen im Vergleich zu neuen, mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) kompatiblen Wärmeversorgungen einordnen, wird in Abbildung 23 dargestellt. Das GEG setzt Mindestanteile Erneuerbarer Energien von 15 Prozent bis 2030, 30 Prozent bis 2035, 60 Prozent bis 2040 und 100 Prozent bis 2045 fest. Wärmepumpen gelten dabei als erneuerbare Heizungen. Zur Erfüllung der Mindestanforderungen für den Gaskessel wird von einem Energieträgermix aus Erdgas und grünen Gasen ausgegangen. Die Preise finden sich im Anhang (A6: Energiebezugpreise).

Der Vergleich zeigt, dass die Endkundenpreise für Fernwärme in Großberg und Landberg weiterhin teurer sind als die GEG-kompatiblen Heizungen. Allerdings hat sich die Preisdifferenz etwa halbiert. In Mittelberg ist die Fernwärme noch bis 2035 die günstigste Versorgungsart. Nach 2035 wird sie aber auch hier teurer als die Objektversorgung mit Wärmepumpe oder Gas. Die Darstellung zeigt, dass Fernwärme im Wettbewerb mit GEG-kompatiblen Wärmeversorgungen auf Basis von Wärmepumpen oder erneuerbaren Gasen ohne ergänzende Politikinstrumente oder Fortführung der bestehenden Programme nur geringfügig teurer ist.

Weitere Herausforderung: Bau- und Genehmigungsrecht und Standorte

Im Bereich des Bau- und Genehmigungsrechts gibt es Kostentreiber, die teils auf mangelnde Routine bei veränderten Bedingungen und teils auf komplexe und langwierige Verwaltungsprozessen zurückzuführen sind. Sie erhöhen den Planungsaufwand zeitlich und

finanziell und damit auch das Risiko eines Projektstopps. Sie wirken treibend sowohl hinsichtlich der Investitions- als auch der Kapitalkosten.

Insbesondere die Suche nach geeigneten Standorten für die Erzeugung von Fernwärme aus Erneuerbaren Energien gestaltet sich oft schwierig und unterliegt genehmigungsrechtlichen Einschränkungen. Häufig sind die Standorte der Erzeugungsanlagen an lokale Potenziale gebunden – also beispielsweise an Flüsse oder Kläranlagen. Dabei ist insbesondere der Bau von Anlagen in potenziellen Überschwemmungsgebieten genehmigungsrechtlich heikel.

Weitere Einschränkungen ergeben sich bei der Nutzung bestimmter Wärmequellen. Beispielhaft zu nennen seien hier Trinkwasserleitungen. Fehlende Erfahrungen und noch nicht existierende standardisierte Bewertungskriterien im Genehmigungsrecht erschweren und verlangsamen Planung und Genehmigung von Anlagen zur Nutzung von Wasserleitungen als verlässliche Wärmequelle.

Und auch die Verfügbarkeit von Flächen für die Stromerzeugung zur Eigenversorgung von Großwärmepumpen mit Strom ist eine große Hürde. Aufgrund der Konkurrenz um Flächen für Wohnbebauung und Siedlungsfläche ist es schwierig, ausreichend Flächen für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu finden.

4.3 Endkunden und -kundinnen: Perspektive der Verbraucher:innen auf Fernwärme und Entwicklung der Fernwärmepreise

Transparenz und Vertrauen

Wärme kann – anders als Strom oder Gas – nicht wirtschaftlich über große Entfernungen transportiert werden. Damit unterscheiden sich Wärmenetze technisch und wirtschaftlich von den großen Strom- und Gasnetzen. Anders als Strom und Gas, die mit dem Energiewirtschaftsgesetz einem eigenen Regulierungsrahmen unterliegen, sind die Fernwärmenetze

nicht vom Rest des Fernwärmesystems unbündelt⁴. Kunden und Kundinnen können daher nicht innerhalb eines Fernwärmenetzes den Anbieter wechseln.

Die Konkurrenz im Wärmemarkt zur Fernwärme sind bisher in vielen Fällen Erdgaskessel. Künftig ist davon auszugehen, dass Biomassekessel, Wärmepumpen oder multivalente Lösungen sich zur Konkurrenz für Fernwärme entwickeln. Besonders in Gebieten mit verdichteter Bauweise (Innenstädte, Großwohnsiedlungen) stellt eine dezentrale erneuerbare Wärmeerzeugung jedoch häufig eine große Herausforderung dar, so dass lokal monopolartige Situationen auftreten können. Dabei gilt es zu vermeiden, dass Vermieter und Wärmelieferanten Lösungen zu

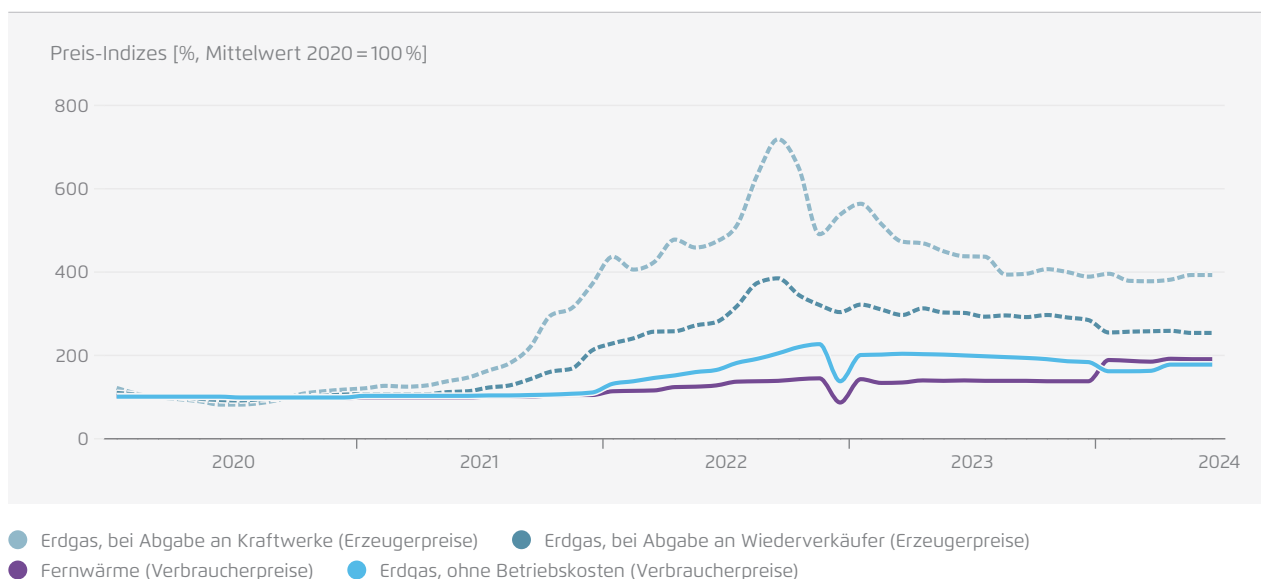
Ungunsten der Mieter:innen realisieren. Diese haben am Ende die Kosten zu tragen, aber keinen Einfluss auf die gewählte Lösung.

Nach Ausbruch des russischen Angriffskrieges in der Ukraine konnten viele Fernwärmeversorger eine erhöhte Nachfrage nach Fernwärme verzeichnen, unter anderem auch wegen der deutlich gewordenen Risiken der Erdgasversorgung. Zu diesen Zeitpunkt waren die Gaspreise schon erheblich angestiegen, die Fernwärmepreise jedoch zum Teil noch nicht so stark. Abbildung 24 zeigt die Entwicklung der Verbraucherpreise für Erdgas (private Endkunden) und Fernwärme im Vergleich zu den Erzeugerpreisen, die Kraftwerke und Wiederverkäufer für Erdgas zahlen. Der Anstieg der Verbraucherpreise für Fernwärme verläuft langsamer als der Anstieg der Verbraucherpreise für Erdgas. Durch die Anwendung der Preisgleitklauseln, die statistische Indizes aus vergangenen Jahren zugrunde legen, entsteht bei den Fernwärmepreisen eine Verzögerung beim Auf und Ab gegenüber den Preisschwankungen an den Energiemärkten. Zudem ist Erdgas nicht in allen

4 Unter Unbundling (deutsch: Entflechtung) wird im Energiebereich die Trennung zwischen Netz und Vertrieb verstanden. Der Strom- und Gassektor unterliegt im Gegensatz zur Fernwärmeversorgung buchhalterischen, informatorischen, organisatorischen und gesellschaftsrechtlichen Unbundling-Vorschriften. Fernwärmeunternehmen sind dagegen meist vertikal integrierte Unternehmen und verantworten Netz und Vertrieb.

Vergleich der Verbraucherpreis-Indizes Fernwärme und Erdgas mit den Erzeugerpreis-Indizes für Erdgas

Abb. 24



GEF (2024) basierend auf Destatis (2024a). Anmerkung: Für die Vergleichbarkeit wurden die Entwicklungen der destatis-Preisindizes auf den Mittelwert des Jahres 2020 normiert.

Fernwärmenetzen der dominierende Faktor für die Preissetzung (siehe Abbildung 24). Deutlich sichtbar sind die Effekte der Preisbremse auf den Erdgas- und den Fernwärme-Endkundenpreis Ende 2022.

Bis Ende 2023 war der Anstieg der Verbraucherpreise für Fernwärme geringer als der für Erdgas. Anfang 2024 erfolgte bei der Fernwärme ein deutlicher Sprung nach oben – dieser Effekt wurde durch die Preisgleitklauseln hervorgerufen. Die höheren Beschaffungskosten aus den Vorjahren werden mit zeitlichem Verzug auf die Endkundenpreise weitergegeben, exemplarisch visualisiert sind die Entwicklungen der Indizes für Erdgas für Kraftwerke und Wiederverkäufer. Im April 2024 ist zudem die Mehrwertsteuerreduktion für Erdgas und Fernwärme ausgelaufen, was sowohl bei Erdgas als auch bei Fernwärme zu einer Erhöhung geführt hat.

Ein weiterer Faktor, der Einfluss auf die Höhe und Schwankungsbreite der Preise von Fernwärme hat, ist die individuelle Auswahl des jeweiligen Preisindex, der für die Brennstoffe in den Preisgleitklauseln verwendet wird. Abbildung 25 vergleicht Preisindizes des Statistischen Bundesamtes für Erdgas

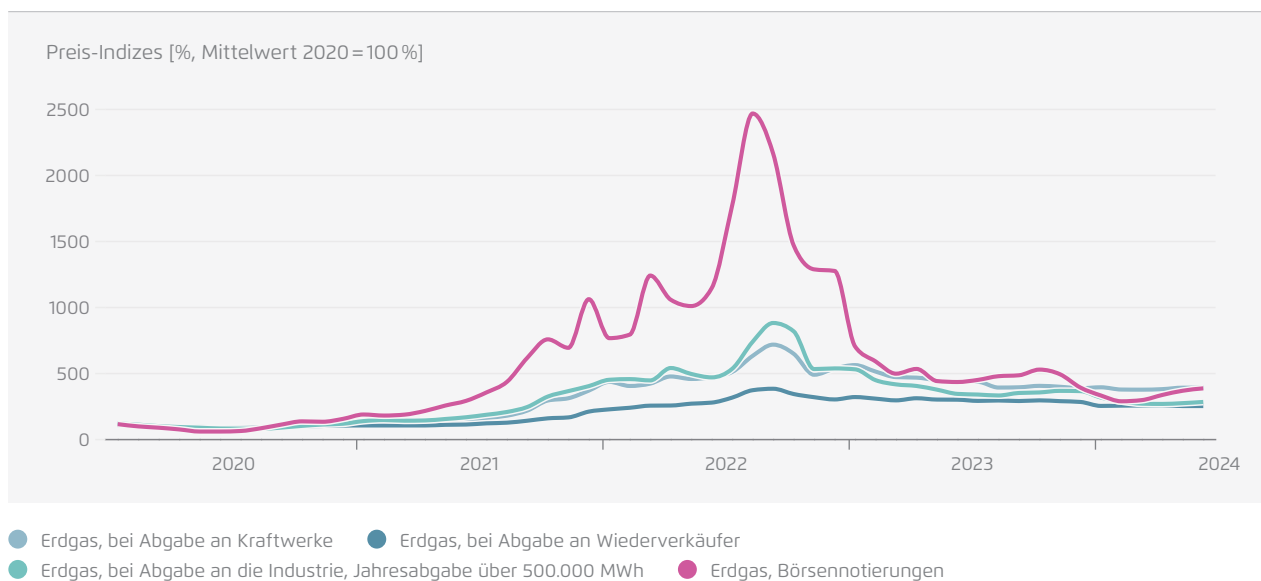
(Destatis, 2024a). Alle Indizes zeigen deutliche Korrelationen zu den Börsenpreisen, aber unterschiedlich stark gedämpft in Abhängigkeit von den Strategien zur Beschaffung von Erdgas.

Preisgleitklauseln sollten die maßgeblichen Kostenfaktoren, also zum Beispiel die Beschaffungsstrategie für Erdgas, für die in der Regel verschiedene Erdgas„produkte“ genutzt werden, so einfach wie möglich, aber trotzdem angemessen abbilden. Fernwärmepreise, deren Preisgleitklauseln den Index für Börsennotierungen von Erdgas enthalten, unterliegen erheblich größeren Schwankungen als solche, die beispielsweise den Index der Erdgaspreise für Kraftwerke nutzen. Da davon auszugehen ist, dass Fernwärmeversorger das Erdgas nicht ausschließlich zu kurzfristig stark schwankenden Preisen beschaffen, erscheint die Nutzung eines Preisindex, der die hoch volatilen Börsennotierungen abbildet, als Kostenelement in einer Preisgleitklausel wenig sachgerecht.

Weil einzelne Unternehmen sehr hohe Preissteigerungen bei der Fernwärme in Folge der Energiekrise aufweisen, hat das Bundeskartellamt in sechs Fällen Prüfungen aufgenommen, um die Verbraucher:innen

Vergleich verschiedener Gaspreis-Indizes

Abb. 25



GEF (2024) basierend auf Destatis (2024c)

zu schützen. Diese Verfahren laufen noch, ebenso wie Sammelklagen gegen zwei Unternehmen, die vom Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) unterstützt werden. Auch die Monopolkommission hat das Thema Fernwärme in den Blick genommen und hat Vorschläge für eine Verbesserung des wettbewerblichen Rahmens gemacht (siehe Kapitel 5.2).

Die Fernwärmewirtschaft steht vor der Herausforderung, in einem dynamischen Umfeld die Preise und Preisgleitklauseln so zu gestalten, dass sie die Kosten decken, aber Überrenditen vermieden werden und die Preise gegenüber den Endkunden und -kundinnen fair sind.

Entwicklung der Fernwärmepreise ohne Förderung

Die Abbildungen 26 und 27 zeigen eine detaillierte Übersicht der sich aus den Kosten der Erzeugung und Verteilung der Fernwärme in den drei Fallbeispielen ergebenden Fernwärmepreise. Dabei werden zunächst weder Förderungen nach KWKG noch nach BEW berücksichtigt. Diese Darstellung soll dabei

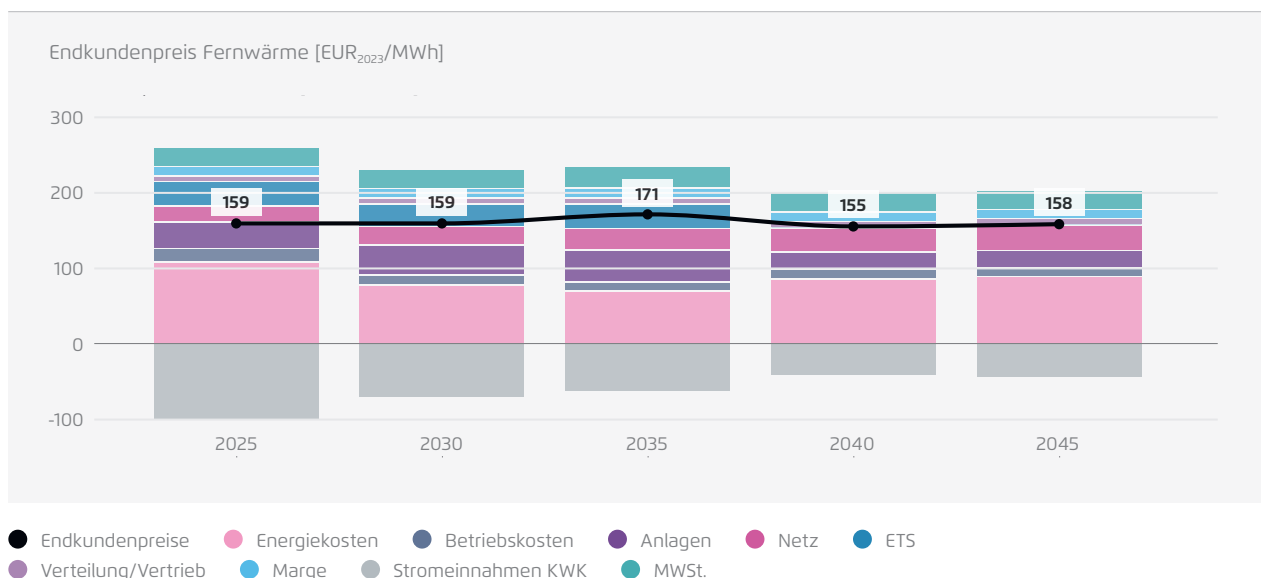
helfen, den Fördereffekt heutiger und der im Rahmen der Studie vorgeschlagenen Politikinstrumente einzuordnen.

Die Energiebezugskosten sind der größte Einzelposten der betriebsgebundenen Kosten. Auf fossile Energieträger fallen darüber hinaus Kosten für den ETS an, die separat dargestellt werden. Weitere betriebsgebundene Kosten ergeben sich aus Wartung und Instandhaltung der Anlagen, dem Betrieb des Fernwärmenetzes sowie Aufwendungen für den Vertrieb von Fernwärme. Hinzu kommen die Kapitalkosten. Die Summe all dieser Kostenbestandteile bildet die Fernwärmegestehungskosten.

Aus den Gestehungskosten werden über einen einfachen *Cost-Plus*-Ansatz die Endkundenpreise ermittelt. Die Renditeerwartungen der (häufig kommunalen) Anteilseigner und der preisliche Wettbewerb mit dezentralen Wärmeversorgungssystemen beeinflussen die Preisgestaltung. Für diesen vereinfachten *Cost-Plus*-Ansatz wird die Marge pauschal mit 10 Prozent der Wärmegestehungskosten angesetzt.

Übersicht der Fernwärme-Preiskomponenten für Endkundinnen und -kunden im Fallbeispiel Großberg; ohne Förderung

Abb. 26



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). Anmerkung: Endkundenpreise Fernwärme basierend auf einem vereinfachten *Cost-Plus*-Ansatz

Der Vergleich der drei Fallbeispiele zeigt deutlich, dass die Endkundenpreise aufgrund örtlich unterschiedlicher Bedingungen variieren. Im Status quo reicht die Spannweite von 121 Euro/MWh in Mittelberg bis 177 Euro/MWh in Landberg. Großberg liegt mit 159 Euro/MWh im Mittelfeld. Die Abbildungen zeigen, dass die Energiebezugskosten im Status quo ausschlaggebend für die Höhe der Gestehungskosten sind. Auch der ETS hat einen relevanten Kostenanteil, der jedoch aufgrund der zunehmenden Transformation der Erzeugung zu Erneuerbaren Energien in allen Fallbeispielen kontinuierlich absinkt.

Großberg – Endkundenpreise schwanken leicht um mittleres Niveau

In Großberg bleiben die Endkundenpreise über die Jahre nahezu konstant, mit einem leichten Anstieg im Jahr 2035. Dieser Anstieg ist hauptsächlich auf den Bau einer zweiten Großwärmepumpe und die Erweiterung des Netzes zurückzuführen. Ohne Berücksichtigung der Förderung betragen die

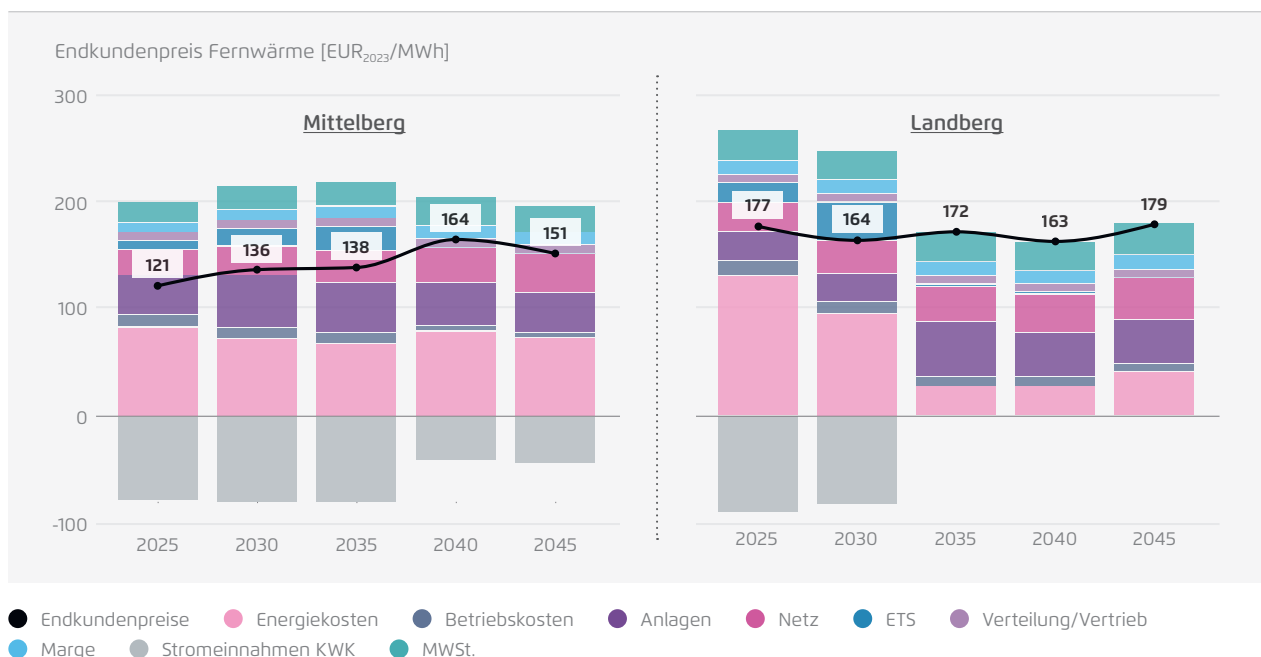
durchschnittlichen Endkundenpreise im Jahr 2045 in Großberg 158 Euro pro MWh. Sie bleiben damit trotz der vollständigen Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung langfristig annähernd konstant. Die Kosten für den Energiebezug inklusive ETS sind deutlich rückläufig; dies wird jedoch durch einen gleichzeitigen Rückgang der Erlöse aus dem Stromverkauf weitgehend kompensiert. Die kapitalgebundenen Kosten schwanken, sind aber trotz fortlaufend getätigter Investitionen in der Tendenz leicht rückläufig. Die Kosten für den Betrieb des Wärmenetzes steigen kontinuierlich an.

Mittelberg – Fernwärmepreise steigen von niedrigem auf mittleres Niveau an

In Mittelberg behält die Anlage zur thermischen Abfallbehandlung die Hauptrolle in der Wärmeerzeugung. Die Endkundenpreise beginnen in Mittelberg ab dem Jahr 2025 stetig zu steigen, was maßgeblich auf Investitionen in Großwärmepumpen zurückzuführen ist. Die Kosten für den Energiebezug bleiben

Übersicht der Fernwärme-Preiskomponenten für Endkunden und -kundinnen in den Fallbeispielen Mittelberg und Landberg; ohne Förderung

Abb. 27



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). Anmerkung: Endkundenpreise Fernwärme basierend auf einem vereinfachten Cost-Plus-Ansatz

während des gesamten Transformationspfades nahezu unverändert. Die Erlöse aus dem Stromverkauf sind aufgrund der Stilllegung eines der Erdgas-KWK deutlich rückläufig. Ein leichter Rückgang der Endkundenpreise ist zwischen 2040 und 2045 zu beobachten. Dies ist auf einen moderaten Rückgang der Stromkosten und der Kosten für PtL sowie eine leichte Zunahme der Einnahmen aus dem Stromverkauf zurückzuführen. Ohne Berücksichtigung der Förderung betragen die durchschnittlichen Endkundenpreise im Jahr 2045 in Mittelberg 151 Euro pro MWh. Sie liegen 30 Euro/MWh über dem Wert des Status quo, was einer deutlichen Steigerung von rund 25 Prozent entspricht.

Landberg – Endkundenpreise schwanken auf hohem Niveau

In Landberg ist die Erdgas-KWK-Anlage im Status quo der Hauptwärmeerzeuger, unterstützt von einem Biomassekessel. Die Energiebezugskosten sind im Vergleich zu den anderen zwei Fallbeispielen deutlich höher. Landberg zahlt als kleinere Stadt und der damit einhergehenden geringeren Erdgasabnahme höhere Erdgaspreise als Mittel- und Großberg. Der Wärmeverbrauch steigt in Landberg im Vergleich am stärksten – er verdreifacht sich bis zum Jahr 2045. Dies erfordert einen deutlichen Ausbau der Wärmeerzeugungsanlagen mit entsprechend hohen Investitionen. Um den höheren Wärmebedarf zu decken, wird im Jahr 2030 eine erste Großwärmepumpe in Betrieb genommen. Dies führt zu einer leichten Verringerung der Energiebezugskosten. Ab dem Jahr 2035 kommt eine Geothermieanlage hinzu. Diese erfordert hohe Investitionen und führt damit zu deutlich erhöhten Anlagenkosten. Ab 2040 nehmen die Endkundenpreise wieder ab, da einige der Bestandsanlagen bis dahin vollständig abgeschrieben sind. Bis 2045 steigen sie jedoch erneut stark an. Dies ist auf den Einsatz von Spitzen- sowie PtH-Kesseln und die erhöhte Wärmeerzeugung durch Großwärmepumpen zurückzuführen, die höhere Energiekosten verursachen. Durch den kontinuierlichen Zubau der Fernwärmeleistung steigen auch die Kosten für den Betrieb des Wärmenetzes stetig an. Im Jahr 2045 betragen die durchschnittlichen Endkundenpreise

ohne Berücksichtigung der Förderung in Landberg 179 Euro pro MWh. Nachdem die Preise zwischenzeitlich leicht sinken, steigen sie damit bis zum Jahr 2045 wieder auf das Ausgangsniveau an. In Landberg sind die Fernwärmepreise in den drei Fallbeispielen am höchsten.

Zusammenfassung

Preisunterschiede für Fernwärme wird es aufgrund örtlich sehr unterschiedlicher Bedingungen weiterhin geben. Ohne die Berücksichtigung von Fördermitteln ändern sich die Fernwärmepreise in allen Fallbeispielen entsprechend der anfallenden Investitionen und Änderungen in der Erzeugungsstruktur. In der absoluten Höhe unterscheiden sich die Fernwärmepreise entsprechend in den drei Fallbeispielen leicht – dies spiegelt auch, wenn auch nicht genauso stark, die am Markt bestehenden Preisunterschiede wider (Preistransparenzplattform Fernwärme, 2024).

Die Stromerlöse nehmen in allen drei Fällen ab. Auffällig ist, dass insbesondere in Großberg und Mittelberg die Energiebezugskosten annähernd konstant bleiben oder leicht rückläufig sind, während die Endkundenpreise nicht im selben Maße sinken. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass zeitgleich die Erlöse aus der KWK-Stromerzeugung zurückgehen. Pro bereitgestellter Energiemenge steigen die Energiebezugskosten also in beiden Fällen an. In Landberg sinken die Energiebezugskosten sehr stark ab; die Einnahmen aus den KWK-Anlagen fallen vollständig weg. Dass die Endkundenpreise trotz sinkender Energiebezugskosten annähernd konstant bleiben, lässt sich mit den hohen kapitalgebundenen Kosten durch die Investition in eine Geothermieanlage erklären.

Die CO₂-Bepreisung durch ETS 1 und ETS 2/BEHG machen bei fossiler Erzeugung einen relevanten Teil der Kosten aus. In Großberg beispielsweise wird das Netz im Status quo noch vor allem fossil versorgt (85 Prozent der Erzeugung) – dementsprechend machen die CO₂-Kosten rund 16 Prozent der Wärmegestehungskosten aus. Durch den Umstieg auf erneuerbare Wärme entfällt dieser Kostenblock.

Entwicklung der Fernwärmepreise mit Förderung

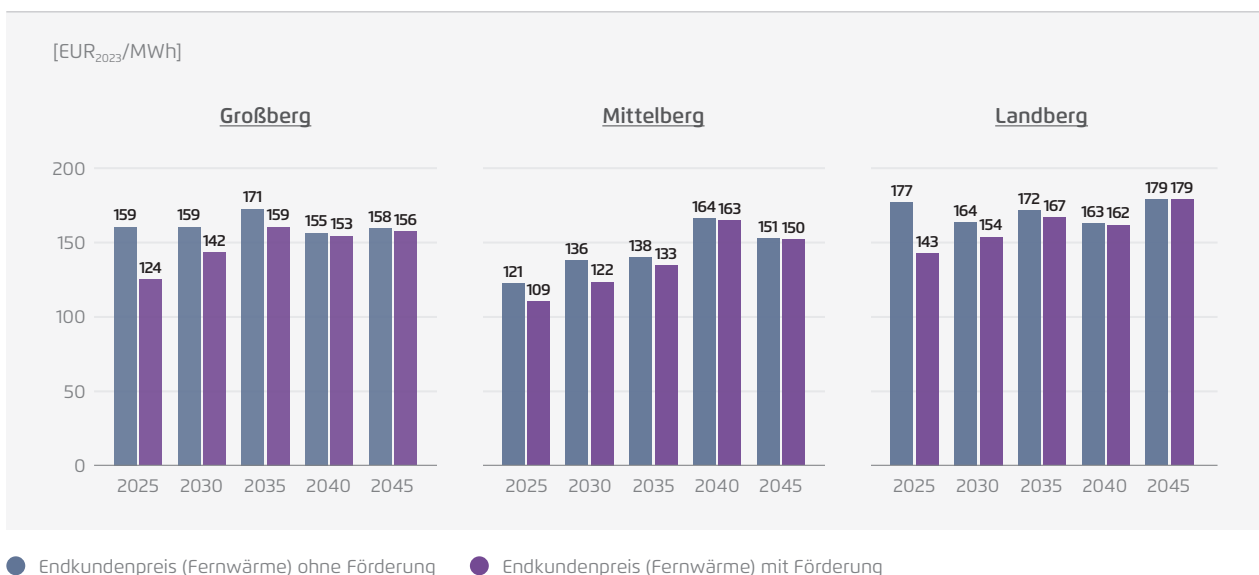
Das KWKG und die BEW sind aktuell die zentralen Förderprogramme im Bereich der Fernwärmeerzeugung und -verteilung. In allen drei Fallbeispielen wirken die aktuellen Förderprogramme dämpfend auf die modellierten Endkundenpreise (Abbildung 28). Am deutlichsten ist dies in Großberg und Landberg ausgeprägt. Im Jahr 2025 reduzieren KWKG und BEW die modellierten Endkundenpreise um etwa 35 Euro/MWh. Diese beiden Netze haben im Status quo sehr hohe Anteile an Erdgas-KWK und das KWKG trägt hier maßgeblich zur Reduktion der Kosten bei.

Allerdings sind die aktuellen Förderungen nach KWKG und BEW zeitlich begrenzt. Das KWKG ist zum 31. Dezember 2026 befristet. Die Laufzeit der BEW endet im September 2028. Für beide Programme gibt es derzeit keine Planungen, ob und wie sie fortgeführt werden. Aufgrund dieser zeitlichen Begrenzung der beiden Programme steigen die Endkundenpreise in allen drei Fallbeispielen an – in Groß- und Mittelberg um jeweils rund 25 Prozent, in Mittelberg noch deutlicher um knapp 40 Prozent. Wie der Abgleich mit den Endkundenpreisen ohne Förderung in Abbildung 28 zeigt, ist diese Erhöhung

maßgeblich auf das Ende der Förderungen zurückzuführen. Die Abschwächung der Fördereffekte beruht auf zwei Effekten:

- Zum einen läuft bei bestehenden KWK-Anlagen die Förderung nach KWKG nach spätestens 30.000 Vollbenutzungsstunden aus. Dies geschieht in den Fallbeispielen bis spätestens 2033. Hierdurch entfallen Förderungen im Wert von 12 bis 34 Euro/MWh thermisch. Neue KWK-Anlagen werden in den drei Fallbeispielen nicht in Betrieb genommen.
- Darüber hinaus ist die Geltungsdauer der Richtlinie der BEW bis zum September 2028 befristet. Werden Anlagen im Rahmen der systemischen Förderung errichtet, so müssen sie spätestens bis August 2032 in Betrieb gehen, um noch in den Genuss der BEW zu kommen. Anlagen, die später in Betrieb gehen, erhalten weder Investitionszuschüsse noch Betriebskostenförderung aus der BEW. Die Betriebskostenförderung der aktuellen BEW endet damit spätestens im Jahr 2042. Fernwärmeerzeugungsanlagen und Wärmenetze, die nach August 2032 in Betrieb genommen werden, erhalten keine BEW-Förderung mehr.

Endkundenpreise (Fernwärme) mit und ohne Förderung in den drei Fallbeispielen Abb. 28



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). Anmerkung: Endkundenpreise basierend auf einem vereinfachten *Cost-Plus*-Ansatz

Aufgrund ihrer Befristung können die aktuellen Förderprogramme den Fernwärmepreis für Endkunden langfristig nicht niedrig halten. Diese Programme haben eine zeitlich begrenzte Wirkung, die bis maximal Mitte der 2030er Jahre anhält. Ohne Weiterentwicklung der Förderprogramme ist daher

ein konstanter Anstieg der Fernwärmepreise zu erwarten. Die preisliche Wettbewerbsfähigkeit zur Objektversorgung gerät damit in Gefahr und damit auch Investitionsentscheidungen für Erneuerbare Energien in der Fernwärme.

5 Ableitung von Handlungsempfehlungen

5.1 Zielsetzungen für die künftigen Politikinstrumente

Ein Ziel dieses Gutachtens ist es, auf Basis der Erkenntnisse aus den Fallbeispielen und der Diskussionen mit dem Begleitkreis Lösungsvorschläge zu entwickeln. Die Lösungsvorschläge bestehen aus umsetzbaren Politikinstrumenten – sowohl neuen als auch weiterentwickelten oder schlicht fortgeschriebenen Instrumenten. Folgende Zielsetzungen sollten die künftigen Politikinstrumente erfüllen:

- Dort, wo Fernwärme sinnvoll ist, sollten die Kosten für erneuerbare Fernwärme aus Sicht der Endverbraucher:innen mit denen der Objektversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien vergleichbar sein.
- Die Umstellung auf Fernwärme, die aus Erneuerbaren Energien gewonnen wird, und der Ausbau der Wärmenetze sollten finanziell durch gute Rahmenbedingungen und ausreichende Förderungen abgesichert werden. Dabei sollten vorzugsweise die Rahmenbedingungen so angepasst werden, dass der ergänzende Förderbedarf möglichst gering ausfällt. Die finanzielle Ausstattung der Förderprogramme sollte möglichst haushaltsunabhängig gestaltet werden.
- Es sollte Kapital für die umfangreichen Investitionen mobilisiert und gleichzeitig sollten die Kapitalkosten, wo möglich, reduziert werden.
- Die Akzeptanz der Fernwärme und das Vertrauen der Verbraucher:innen in sie sollten verbessert werden.
- Weitere nicht-monetäre Hindernisse im Bau- und Genehmigungsrecht sollten abgebaut werden.

5.2 Vorgeschlagene Politikinstrumente

Aus den aufgeführten Herausforderungen und skizzierten Zielsetzungen werden folgende Politikinstrumente abgeleitet. Der Fokus liegt dabei auf Instrumenten, die direkt die Wirtschaftlichkeit der

Anlagen adressieren. Ihre Effekte auf die Wärmegestehungskosten bzw. Endkundenpreise werden nachfolgend quantifiziert.

Energiepreise

Reduktion der Strombezugskosten für die Erzeugung von Fernwärme aus Erneuerbaren Energien

Höchste Priorität erhält die Reduktion der Energiebezugskosten von Anlagen zur Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Diese soll primär über die Reduktion der Strombezugskosten erreicht werden. Hiervon profitieren alle Technologien, die Strom zur Wärmeerzeugung einsetzen – also Großwärmepumpen, Geothermieranlagen und E-Heizer. Vorstellbar sind hier zwei Optionen.

- Einfach und schnell umsetzbar ist die **Reduktion der Stromsteuer** für diese Anlagen auf den seitens der EU möglichen minimalen Steuersatz von 0,05 Cent/kWh.
- **Netzentgelte** machen einen hohen Anteil der Stromrechnung aus; bei einer sinnvollen Weiterentwicklung der Systematik können netzdienliche, flexible Großwärmepumpen die Stromkosten reduzieren. Derzeit setzt vor allem der Leistungspreis in Kombination mit Ausnahmeregelungen nach §19 StromNEV Anreize zum zeitvariablen Strombezug. Nach Neon (2023) senden diese Regeln jedoch größtenteils falsche Anreize, da sie
 - zu einer inflexiblen Anlagenauslegung führen,
 - die direkte Nutzung von dezentraler Netzeinspeisung aus Erneuerbaren Energien verteuern und
 - einen möglichst über das Jahr hinweg gleichmäßigen Stromverbrauch anreizen.

Ein Netzentgeltsystem mit zeitvariablen lokalen Arbeitspreisen und dafür geringeren Leistungspreisen als Hauptanreiz für flexiblen Verbrauch würde die falsche Anreizstruktur weitgehend korrigieren.

Förderung und Regulierungsrahmen für die Fernwärme

Ergänzende Förderung durch Investitionskostenzuschüsse und Betriebskostenförderung

Auch mit diesen beiden Änderungen wird während der Transformationsphase der Fernwärme ein weiterer Förderbedarf bestehen bleiben. Dieser sollte in der bisherigen Weise adressiert werden.

- Die **Betriebskostenförderung der BEW** für Großwärmepumpen sollte in der bisherigen Form weitergeführt werden. Die aktuelle Begrenzung auf 90 Prozent der Stromkosten verhindert dabei eine potenzielle Überförderung, die durch die obig beschriebenen Maßnahmen ausgelöst werden könnte.
- Darüber hinaus sollten weiter **Investitionskostenzuschüsse für Wärmeerzeuger basierend auf Erneuerbaren Energien, Speicher und Fernwärmenetze** ausbezahlt werden.
- Wasserstoff-KWK-Anlagen werden über **Strommarktmechanismen** adressiert, die hier nicht näher analysiert werden. Für die KWK-Anlagen wird als Mechanismus näherungsweise ein Contract for Difference (CfD) unterstellt.

Finanzielle Ausstattung der Förderprogramme absichern

Die unsichere Ausstattung der Förderprogramme mit Finanzmitteln schränkt deren Wirksamkeit aufgrund von Vertrauensverlusten und dadurch verzögerten Investitionsentscheidungen erheblich ein. Grundsätzlich kommen drei Optionen infrage, um die Förderprogramme abzusichern:

- Infrage käme hier der Ansatz eines Fördergesetzes, aus dem sich ein Rechtsanspruch auf die Förderung für Fernwärme aus Erneuerbaren Energien ergeben könnte.
- Die Finanzierung könnte zusätzlich über eine Umlage abgesichert werden, was aber rechtlich vergleichsweise komplex ist.

- Der Klima- und Transformationsfonds (KTF) sollte künftig ausreichend gut finanziell ausgestattet werden, um die in Deutschland notwendigen Investitionen zur Erreichung der Klimaneutralität zu unterstützen und gleichzeitig ein Klimageld zu finanzieren.

Kurzfristig und um ein abruptes Ende des KWKG und damit eine deutliche Verschlechterung des Förderumfeldes für den Fernwärmeausbau zu verhindern, sollte das KWKG für einen überschaubaren Zeitraum mit geringen Änderungen verlängert werden. Damit würden dringend benötigte Förderungen für den Wärmenetzausbau gesichert. In diesem Zuge könnte eine Anpassung und Ausweitung des iKWK-Elementes eingebracht werden, um den Zubau von Fernwärme aus Erneuerbaren Energien auch in Kombination mit Bestands-KWK-Anlagen zu ermöglichen. Die Berechnungen mit dem Fernwärme-Dispatch-Modell zeigen, dass die Kombination von KWK-Anlagen und Großwärmepumpen für Fernwärmenetze mit Zugang zu H₂ eine gute Möglichkeit zur systemdienlichen Betriebsweise des betreffenden Fernwärmesystems bietet und entlastend auf das Stromsystem wirkt. Die mit der Verlängerung gewonnene Zeit sollte genutzt werden, um ein dauerhaft stabiles Förderumfeld für Ausbau und Dekarbonisierung zu entwickeln und zu implementieren. Klar ist auch, dass die Förderung für Fernwärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern absehbar auslaufen muss.

Einstieg in die Wasserstoff-KWK ebnen

Die Fortführung der Förderung von KWK-Anlagen ist hinsichtlich der ausgewogenen zielkonformen Ausgestaltung recht komplex. Für fossil befeuerte KWK sollte sie absehbar eingestellt werden. Gleichzeitig sollte die Umstellung bestehender KWK auf den Betrieb mit Wasserstoff mit weiteren politischen Maßnahmen flankiert werden. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die Förderung von H₂-KWK primär über den Stromsektor erfolgt, da H₂-KWK eine Stütze für das Stromsystem sein wird. Besonderes Augenmerk sollte daraufgelegt werden, dass H₂-KWK – wo sinnvoll – zum Einsatz kommt,

→ Infobox 6: Finanzierung der Energiewende über Energiepreise oder über Steuern

In den vergangenen Jahrzehnten sind Transformationsprozesse im Energiesektor zu einem Teil über die Energiepreise und damit von den Kunden und Kundinnen finanziert worden. Auf den Strompreis wurden beispielsweise auf Basis des EEG oder des KWKG Umlagen erhoben, um den Ausbau von erneuerbarer Stromversorgung, effizienter KWK-Anlagen oder der Wärmenetze zu fördern. Andere Förderprogramme wie zum Beispiel die Bundesförderung Effiziente Gebäude (BEG) oder die Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW) werden über Steuern aus dem Bundeshaushalt finanziert. Grundsätzlich erhöhen Energiesteuern das Steueraufkommen und setzen gleichzeitig einen ökologischen Impuls für eine effiziente Energienutzung – die Stromsteuer allerdings steht gleichzeitig der für die Klimaneutralität wichtigen Elektrifizierung entgegen.

Steuern sind ein Instrument zur Deckung des allgemeinen Finanzbedarfs des Staates. Der Bundestag beschließt in jährlichen Haushalten, für welche Zwecke die Mittel verwendet werden. Eine Zweckbindung von Steuern für bestimmte Ziele ist nicht möglich.

Eine Finanzierung der Energiewende über Steuern ist sozial gerechter, denn die Besteuerung erfolgt nach dem Leistungsfähigkeitsprinzip. Menschen oder Unternehmen mit geringer Leistungsfähigkeit werden gar nicht oder geringer besteuert als Steuerpflichtige mit hoher Leistungsfähigkeit. Ein Nachteil der Steuerfinanzierung ist die geringere Verlässlichkeit. Änderungen beim Steueraufkommen aufgrund nationaler oder internationaler Entwicklungen oder Änderungen bei der nationalen politischen Prioritätensetzung können zu Schwankungen bei der Höhe der Mittel für die Energiewende führen.

Eine Finanzierung über Umlagen auf Energiepreise hat sich in den letzten Jahrzehnten als verhältnismäßig verlässlich erwiesen. Umlagen auf den Strompreis wurden zweckgebunden für die Förderung von erneuerbarer Stromerzeugung und KWK-Anlagen verwendet. Dadurch werden vor allem private Haushalte mit niedrigen Einkommen im Vergleich zu ihrer Leistungsfähigkeit überproportional stark zur Finanzierung der Energiewende herangezogen. Auch wenn Haushalte mit niedrigem Einkommen einen geringeren Stromverbrauch haben als die reichsten fünf Prozent der Haushalte, ist der Unterschied im Verbrauch deutlich geringer als der Unterschied im Einkommen. Zudem setzt in Deutschland das Finanzverfassungsrecht der Gestaltung von Umlagen und Abgaben zur Klimaschutzfinanzierung sehr enge Grenzen. Die Vorteile der Umlagefinanzierung liegen hingegen in ihrer Zweckbindung für bestimmte Bausteine der Energiewende und in ihrer langfristigeren Planbarkeit.

aber gleichzeitig weder in der Stromerzeugung noch in der Wärmeerzeugung andere Erneuerbare Energien verdrängt.

Wärmelieferverordnung reformieren

Im Falle der Wärmelieferverordnung sollte ein Perspektivwechsel erfolgen. Statt die Preis-Referenz wie bisher auf Basis der Kosten vergangener Jahre zu ermitteln, sollte künftig eine Ex-ante-Betrachtung vorgenommen werden. Dies ist schon alleine deshalb erforderlich, weil bestehende Wärmeversorgungen

in der Regel die Anforderungen des GEG an neue Heizungen nicht erfüllen. Als Referenzpreis sollte eine Wärmeversorgung herangezogen werden, die mindestens den Forderungen des Gebäudeenergiegesetzes entspricht. Bei der Ermittlung der Kosten sollten die zukünftig erwarteten Effekte von BEHG und ETS 2 berücksichtigt werden. Da weiterhin deutliche Steigerungen des CO₂-Preises erwartet werden (zum Beispiel MCC (2023)), sollten die Berechnungen längere Betrachtungszeiträume von beispielsweise 15 Jahren einbeziehen. Zur Absicherung dieser Berechnungen ist es sinnvoll, wenn von staatlicher

Seite und auf der Grundlage von Markt- und Preismodellen „erwartete“ Preispfade für Energieträger und CO₂ bestimmt und der realen Entwicklung regelmäßig angepasst werden. Auf diese Weise kann die WärmeLV zukunftsicherer gemacht werden und sowohl der Verbraucherschutz gewährleistet als auch Neuanschlüsse im Mietwohnbestand ermöglicht werden.

Finanzierung

Um die **Finanzierung** von Investitionen in Fernwärmesysteme zu erleichtern, werden zwei zentrale Aspekte adressiert:

- Die Maßnahmen sollten eine größere Zahl an **Investorengruppen und mehr Kapital für die Wärmewende aktivieren**.
- **Risiken** sollten durch die öffentliche Hand abgemildert werden, um Investitionen in die Wärmewende attraktiver zu gestalten.

Die **Aktivierung von mehr Kapital** für die Wärmewende bezieht sich sowohl auf privates als auch auf öffentliches Kapital. **Privates Kapital** kann beispielsweise von institutionellen Anlegern wie Pensionskassen, Lebensversicherern, Fonds und Stiftungen stammen. Für diese Anleger gelten strenge Regeln zur Investitionstätigkeit – beispielsweise zählen dazu bestimmte Anlagevorschriften oder Solvabilitätsanforderungen. Diese sollten angepasst und gleichzeitig die Übernahme von Risiken durch die öffentliche Hand ausgebaut werden. So kann dieser Anlegergruppe das Engagement in den Aufbau von Infrastrukturen zum Klimaschutz ermöglicht werden. Zudem sollten in Deutschland Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden, dass sich die Bürgerinnen und Bürger besser und mehr an Energiewendeprojekten beteiligen können. Hier bieten sich Bürgerprojekte und Genossenschaften an. Neben der Finanzierung der Fernwärmeprojekte kann dies die Akzeptanz und das Vertrauen in die Fernwärme stärken.

Öffentliches Kapital kann von staatlichen Förderbanken oder anderen staatlichen Organisationen aus Bund, Ländern und Kommunen bereitgestellt werden. Insbesondere sollte Kommunen der Zugang

zu Kommunalkredit erleichtert werden, so dass Investitionen in die Wärmewende gefördert werden oder das Eigenkapital kommunaler Fernwärmeunternehmen aufgestockt werden kann.

Das öffentliche Kapital kann darüber hinaus für die **Übernahme von Risiken** genutzt werden. Dies macht Investitionen in die Wärmewende für privates Kapital attraktiver. Auch hier gibt es mehrere Bereiche, in denen Risiken gemindert werden können:

- Die Übernahme von Risiken aus Fündigkeit (beispielsweise bei Geothermie), Beständigkeit (wie bei Abwärme) oder Technologiehochlauf (wie bei Großwärmepumpen) durch den Staat
- Der Schutz privater Anleger vor Kapitalverlust, beispielsweise durch einen *Blended-Finance*-Mechanismus
- Die Minderung der Ausfallrisiken von Fernwärmeunternehmen durch staatliche Bürgschaften

Alle diese Maßnahmen zielen darauf ab, die Attraktivität und Sicherheit von Investitionen in die Wärmewende zu erhöhen.

Organisatorisch ließen sich viele der oben genannten Aspekte über einen Energiewende-Fonds bündeln, der vom Bund oder auch den Ländern aufgelegt werden sollte. Er bietet die Möglichkeit, die oben genannten Kapitalquellen zu erschließen und gleichzeitig die Absicherung der Risiken zu organisieren.

Verfahrensoptimierung

Zur **effizienten Durchführung von Genehmigungsprozessen** sollten Best-Practice-Abläufe etabliert werden. Besonders hohe Relevanz haben hier Technologien und Verfahren, mit denen die Genehmigungsbehörden bislang nur wenig Erfahrungen gesammelt haben. Hierzu zählen beispielsweise Geothermieranlagen oder Wärmepumpen in potenziellen Überflutungsgebieten. Dies betrifft verstärkt Wärmepumpen, die als Wärmequelle Flusswasser oder Abwasser aus Kläranlagen nutzen. Sie liegen naturgemäß nahe an Flüssen und damit in Gebieten, die potenziell gefährdet sind. Weitere Verbesserungen bedarf es auch bei der Nutzung bestimmter

Abwärmequellen wie die Nutzung von Trinkwasserleitungen als Wärmequellen. Die Verbesserungen im Planungs- und Genehmigungsrecht adressieren neben der Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Wärme auch die Erzeugung von Strom für den Betrieb der Wärmeanlagen.

Verbraucherschutz

Verbraucherschutz und Sozialverträglichkeit sind von zentraler Bedeutung für die Akzeptanz und damit den Erfolg der Fernwärme. Beide sollen vorwiegend über **bezahlbare Fernwärmepreise** adressiert werden – dazu tragen die bereits vorgeschlagenen Maßnahmen insbesondere im Bereich Strompreise und Förderung bei. Aufgrund der Erfahrungen mit Kritik an der Fernwärme werden jedoch weitere flankierende Maßnahmen vorgeschlagen. Diese adressieren die Felder Transparenz und Preisaufsicht.

Transparenz: Die Transparenzvorschriften im Fernwärmebereich sollten ausgeweitet und für Endverbraucher:innen besser nachvollziehbar gemacht werden. Mit der Einrichtung einer Internetplattform mit Kenndaten von Fernwärmenetzen im Mai 2024 hat die Fernwärmebranche einen ersten Schritt für mehr Transparenz getan. Um das Vertrauen in die Preisgestaltung der Fernwärme zu stärken, sollte diese Plattform weiterentwickelt und zudem gesetzlich verankert werden. Die gesetzliche Verankerung sollte dabei in jedem Fall eine verpflichtende, regelmäßige Teilnahme aller Fernwärmeunternehmen vorsehen sowie Regelungen zu den aufzuführenden Parametern enthalten. Dies empfiehlt auch der Bericht der Monopolkommission 2024. Von erhöhter Transparenz wird zudem ein öffentlicher Rechtfertigungsdruck auf Fernwärmeunternehmen mit besonders hohen Preisen erwartet.

Preisaufsicht: Eine unabhängige Preisaufsicht sollte eingeführt werden, um trotz der sich zunehmend öfter ergebenden Monopolstellung der Fernwärmeanbieter für eine bessere Preiskontrolle zu sorgen. Die Erkenntnisse der Fallbeispiele dieses Gutachtens zeigen, dass die Kosten der Fernwärme von den lokalen Begebenheiten abhängig sind und teils stark variieren können. Vor dem Hintergrund, dass Objektversorgungen nicht

überall möglich oder sinnvoll sind, kann sich Fernwärme zukünftig in bestimmten Gebieten zu einem Quasimonopol entwickeln, wenn der Hauptkonkurrent Erdgas Marktanteile verliert. Eine Preisaufsicht, die regelmäßig Fernwärmepreise prüft und Überrenditen verhindert, wird dann immer wichtiger, erst recht, falls andere Optionen (Biomasse, Wärmepumpen) zum Beispiel aus Platzgründen oder wegen sehr hoher Kosten nicht realisierbar sind. Empfehlenswert ist, dass die Preisaufsicht sowohl auffällig hohe Preise automatisch prüft (beispielsweise beim Übersteigen eines Durchschnittspreises der Fernwärme oder des gesamten Wärmemarktes), als auch stichprobenartig weitere Preiskontrollen durchführt. Die Bundesnetzagentur wäre geeignet, diese Preisaufsichtsfunktion zu übernehmen und damit den Kunden und Kundinnen mehr Sicherheit zu geben, dass die Fernwärmepreise nicht ungerechtfertigt hoch sind.

5.3 Finanzielle Effekte der vorgeschlagenen Instrumente auf die Fernwärmepreise

Maßnahmen mit direkter Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit

Abschließend werden die finanziellen Effekte der zuvor vorgeschlagenen Politikinstrumente auf die *Business Cases* der drei Fallbeispiele untersucht. Nicht alle der oben beschriebenen Maßnahmen wirken sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit der Fernwärme aus. Folgende Instrumente werden im Zuge der Berechnungen quantitativ abgebildet:

- Reduktion der Stromsteuer um 20 Euro/MWh auf das EU-Minimum. Die vorgeschlagene Anpassung der Netzentgelte für flexible Stromverbraucher wurde hier quantitativ nicht abgebildet.
- Beibehaltung der Betriebskostenzuschüsse der BEW für Großwärmepumpen (maximal 90 Prozent der Stromkosten) über das Jahr 2028 hinaus
- Beibehaltung der Investitionskostenzuschüsse der BEW (40 Prozent für Erneuerbare Erzeuger, Netze, Speicher) über das Jahr 2028 hinaus
- Ausstattung der Förderprogramme mit ausreichend Mitteln (rund 3,5 Milliarden Euro pro Jahr)

Effekt der neuen Instrumente

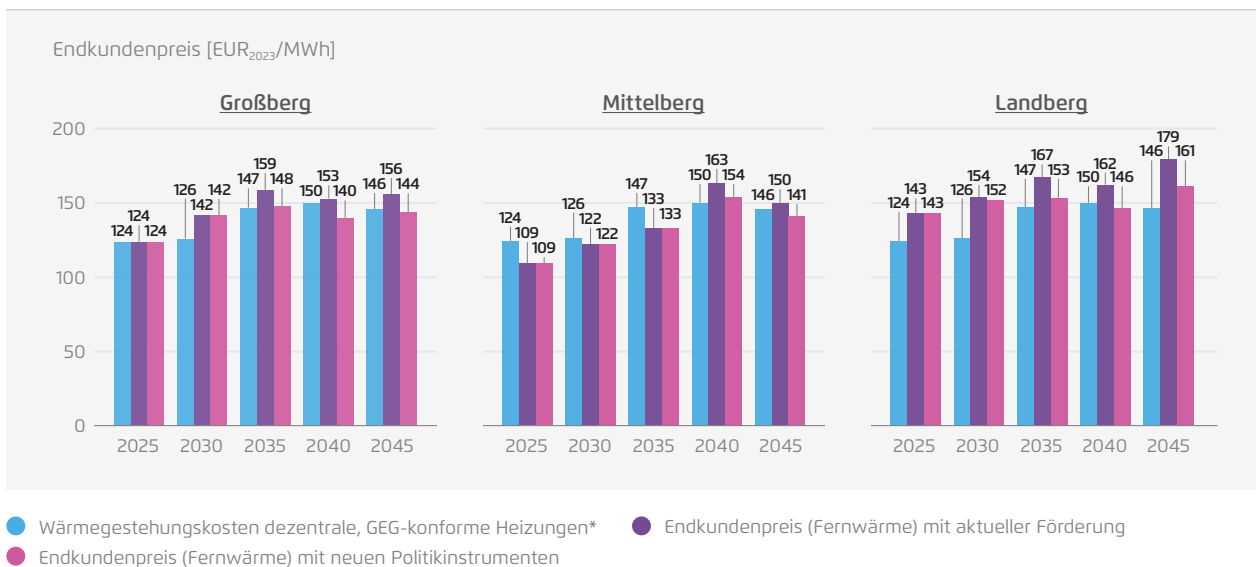
Die vorgeschlagenen neuen Instrumente reduzieren die Fernwärmepreise in allen drei Fallbeispielen. Verglichen mit dem Status quo steigen sie jedoch auch mit den neuen Instrumenten im Zeitverlauf an. Dasselbe gilt jedoch auch für die zugrunde gelegte Referenzwärme: Gewählt wurde hier die günstigere Variante einer GEG-kompatiblen Objektversorgung bestehend aus einem Gaskessel (mit steigendem Anteil an Beimischung erneuerbarer Gase) oder einer Wärmepumpe. In Kapitel 4.2 wurde gezeigt, dass unter den gewählten Randbedingungen und Preisen bis etwa 2030 der Gaskessel noch die günstigere Versorgungsoption ist. Die Wirkung der Politikinstrumente beginnt je nach Fallbeispiel zwischen 2030 und 2040.

Dabei ist der Effekt der neuen Programme auf den Fernwärmepreis geringer als der des heute dominanten KWKGs. In Kapitel 4.2 wurde gezeigt, dass

das KWKG die Fernwärmepreise aktuell um 12 bis 35 Euro/MWh entlastet. Die Entlastung durch die neuen Instrumente geht auf 10 bis 18 Euro/MWh zurück. In Großberg und in Mittelberg gelingt es durch die neuen Instrumente, die Fernwärmepreise auf ein vergleichbares und damit wettbewerbles Niveau zur GEG-kompatiblen Objektversorgung zu bringen. Lediglich in Landberg bleiben die Preise bis zum Jahr 2030 deutlich über denen der Objektversorgung. Erst nach dem Jahr 2030 liegen Objektversorgung und Fernwärme auf vergleichbarem Niveau. Dies verdeutlicht die Herausforderung, in mittel bis wenig verdichteten Gebieten Nahwärmesysteme so zu konzipieren, dass sie konkurrenzfähig sind. Es zeigt aber auch, dass Fernwärme auf lange Sicht auch in mittel bis wenig verdichteten Gebieten, in denen sie heute nicht wettbewerbsfähig zur Objektversorgung sein kann, dies bei gleichzeitiger Dekarbonisierung und Ausbau des Wärmenetzes werden kann. Letztlich wird es zudem Fälle geben, in denen die dezentrale Objektversorgung

Vergleich der Fernwärmepreise mit aktueller Förderung und neuen Politikinstrumenten mit dem Benchmark-Preis für die Versorgung über eine dezentrale, GEG-konforme Heizung*

Abb. 29



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). Anmerkung: Endkundenpreise Fernwärme basierend auf einem vereinfachten *Cost-Plus*-Ansatz
 * GEG-konforme Heizung: bis 2030 Erdgaskessel mit zunehmender Beimischung erneuerbarer Gase, ab 2030 Wärmepumpe. Die dezentrale, GEG-konforme Heizung dient als Benchmark, um die Entwicklung der Fernwärmepreise einzuordnen. Zu beachten ist dabei jedoch, dass die dezentrale Versorgung aufgrund von beispielsweise baulichen Gegebenheiten nicht immer eine plausible Option ist.

beispielsweise wegen baulicher Herausforderungen nicht einfach möglich ist – hier braucht es Lösungen, die Fernwärme bezahlbar und vergleichbar zum Benchmark-Preis der Objektversorgung zu machen.

Im Rahmen einer Sensitivitätsberechnung zeigt sich, dass die Absenkung der Stromsteuer eine deutliche Entlastung der ergänzend benötigten Förderung der Anlagen zur Folge hätte. Sie senkt den Förderbedarf bis zum Jahr 2045 in Großberg um 75,4 Millionen Euro, in Mittelberg um 5,3 Millionen Euro und in Landberg um 0,8 Millionen Euro. Die Reduktion liegt damit in einer Bandbreite von 24 bis 34 Prozent des Fördervolumens (siehe Tabelle 6). Stark vereinfacht

reduziert damit eine Minderung der Strombezugskosten um 10 Euro/MWh den Förderbedarf um rund 12 bis 17 Prozent. Über die Stromsteuer hinaus können sich hier weitere Potenziale durch die Einführung dynamischer Netznutzungsgebühren für Strom oder die Nutzung eigener Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien ergeben. Dies unterstreicht, dass der Bedarf an Förderung durch gezielte Eingriffe in das System aus Steuern, Abgaben und Umlagen erheblich reduziert werden kann und der *Business Case* Fernwärme auf diese Weise auf ein deutlich sichereres wirtschaftliches Fundament gestellt werden kann.

Effekt einer Stromsteuerreduktion um 2 ct/kWh auf die BEW-Förderung für Wärmeerzeugungsanlagen bis 2045

Tabelle 6

	Großberg	Mittelberg	Landberg
Förderbedarf bis 2045 [Mio. EUR]	320,6	18,5	2,4
→ davon Betriebskostenförderung [Mio. EUR]	245,2	13,1	1,6
→ davon Stromsteuerreduktion [Mio. EUR]	75,4	5,3	0,8
Entlastung der Betriebskostenförderung durch Reduktion der Stromsteuer	24 %	29 %	34 %

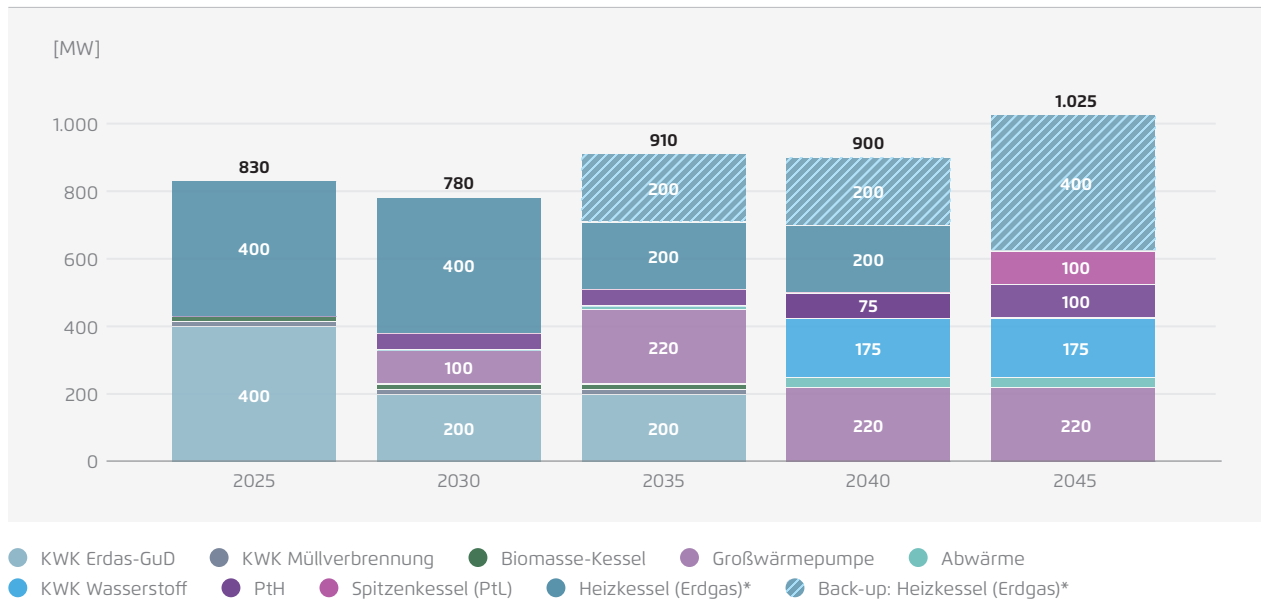
Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

Anhang

A1: Großberg

Entwicklung der installierten Leistung im Fallbeispiel Großberg

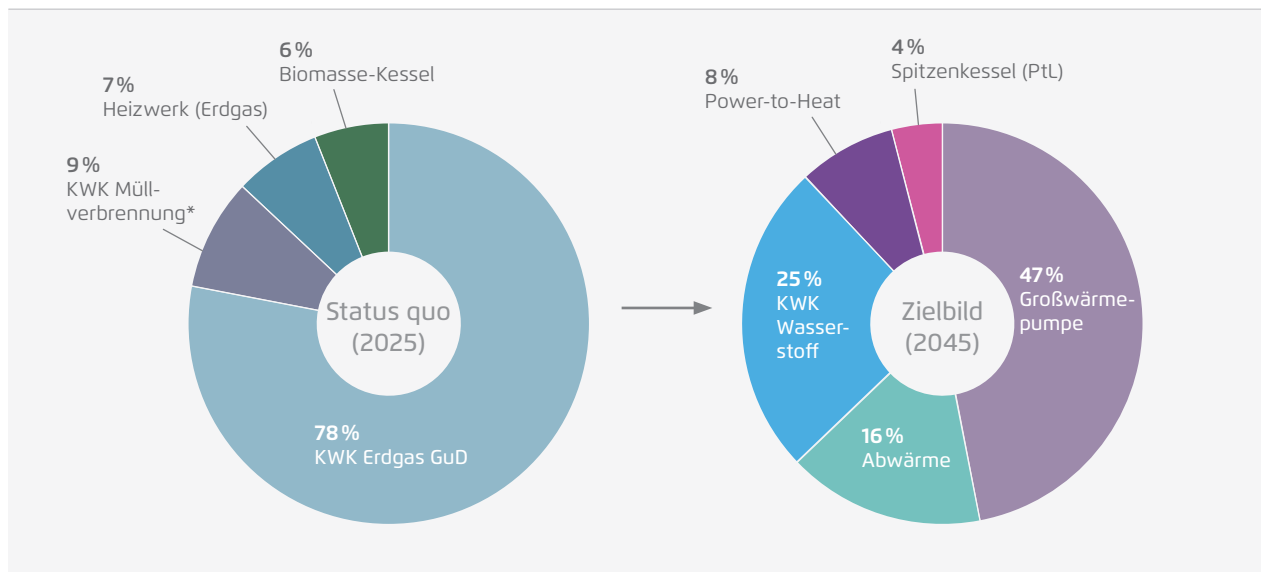
Abb. A1-1



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). * Heizkessel bleibt ab 2035 nur als Sicherheit bestehen.

Erzeugungsstruktur im Status quo und Zielbild im Fallbeispiel Großberg

Abb. A1-2

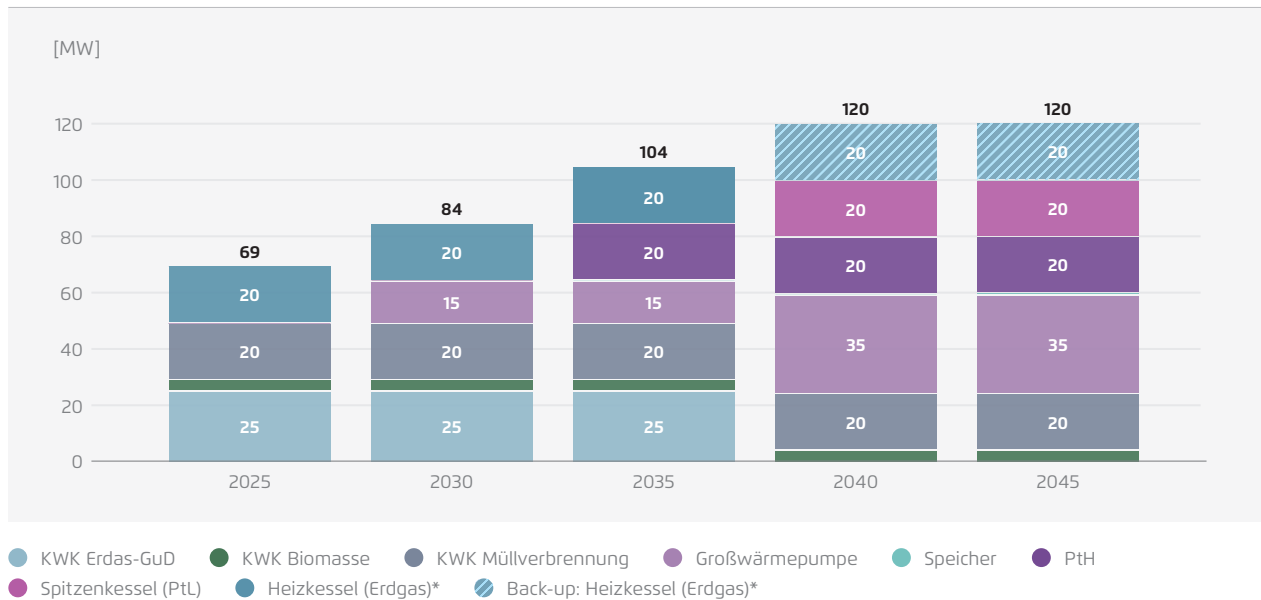


Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). * 50 % biogen / 50 % nicht biogen

A2: Mittelberg

Entwicklung der installierten Leistung im Fallbeispiel Mittelberg

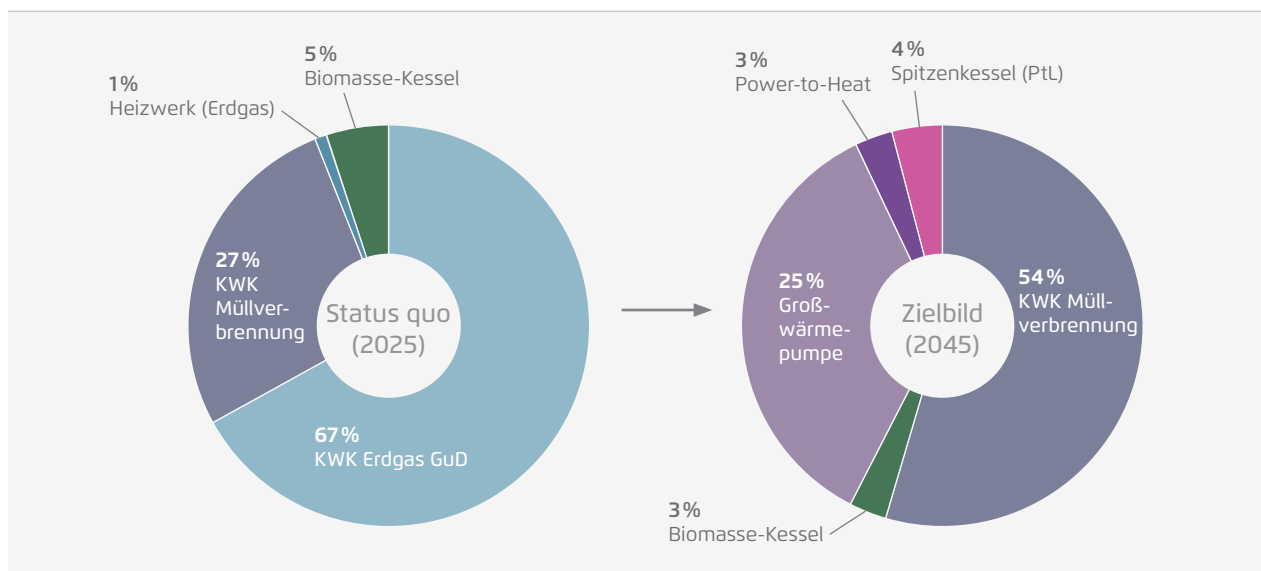
Abb. A2-1



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). *Heizkessel bleibt ab 2035 nur als Sicherheit bestehen.

Erzeugungsstruktur im Status quo und Zielbild im Fallbeispiel Mittelberg

Abb. A2-2

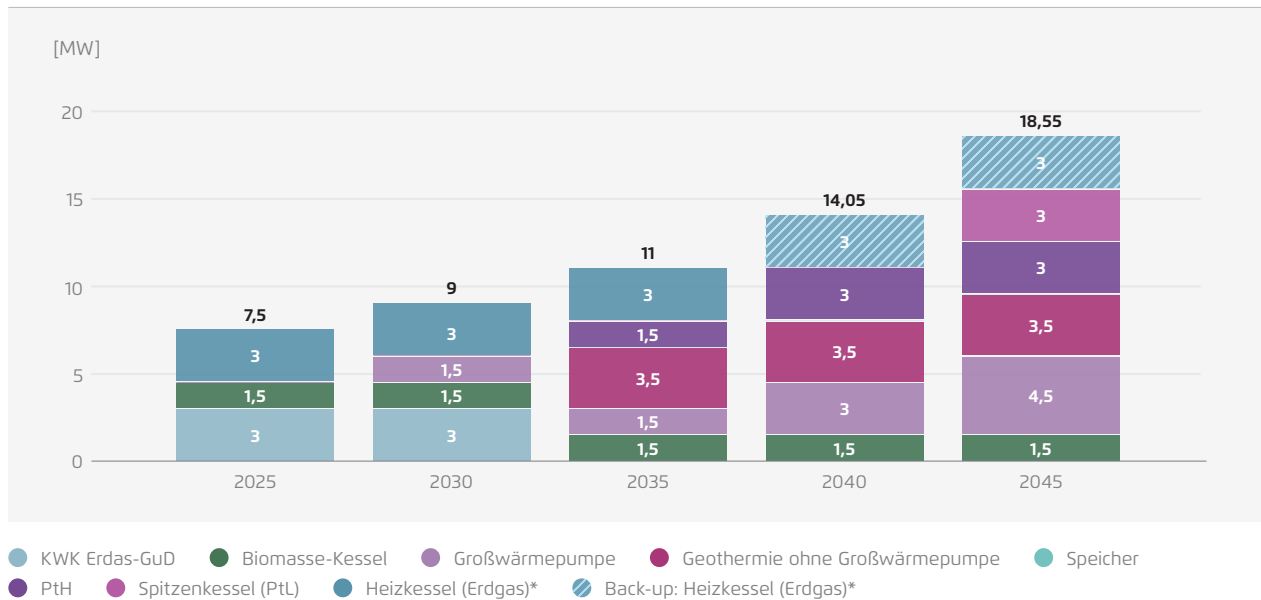


Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

A3: Landberg

Entwicklung der installierten Leistung im Fallbeispiel Landberg

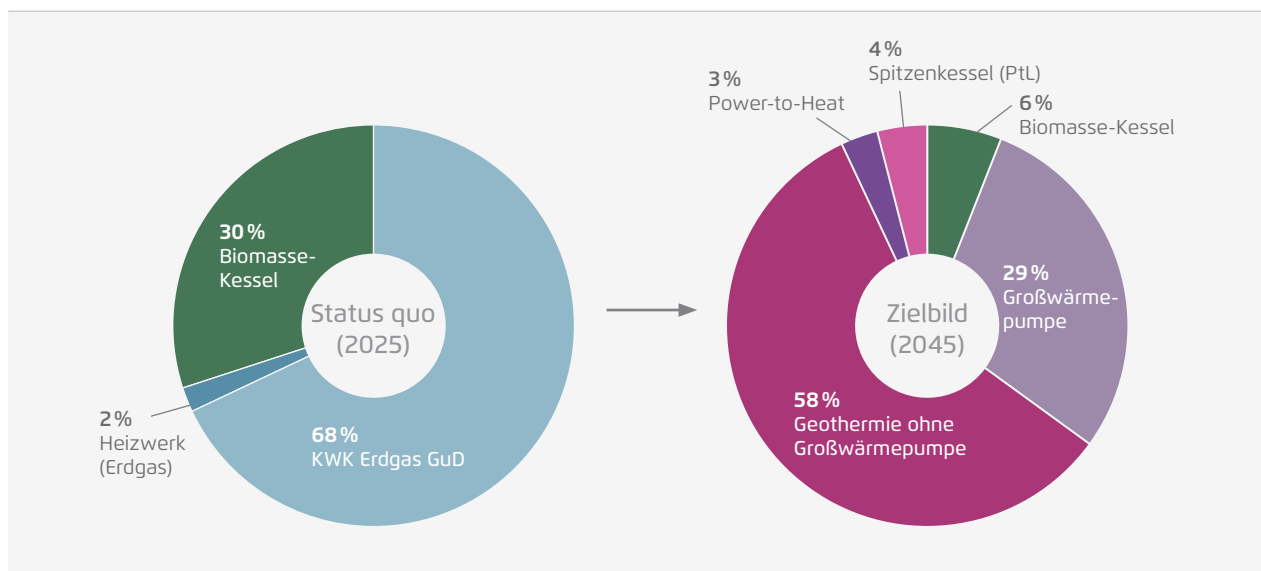
Abb. A3-1



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024). *Heizkessel bleibt ab 2035 nur als Sicherheit bestehen.

Erzeugungsstruktur im Status quo und Zielbild im Fallbeispiel Landberg

Abb. A3-2



Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024)

A4: Betriebsdaten

Betriebsdaten des Fernwärmenetzes im Fallbeispiel Großberg

	Installierte Leistung [MW] und Vollbenutzungsstunden (VBh)									
	2025		2030		2035		2040		2045	
	[MW]	VBh	[MW]	VBh	[MW]	VBh	[MW]	VBh	[MW]	VBh
KWK Erdgas-GuD	400	3.143	200	3.844	200	2.940	0	0	0	0
KWK Müllverbrennung	15	8.749	15	8.729	15	8.703	0	0	0	0
Heizkessel (Erdgas)	400	225	400	274	200	284	200	310	0	0
Biomasse-Kessel	15	1.553	15	2.030	15	1.482	0	0	0	0
Großwärmepumpe	0	0	100	4.728	220	3.104	220	3.233	220	3.463
Abwärme	0	0	0	0	10	8.705	30	8.743	30	8.744
KWK Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	175	3.029	175	2.771
PtH	0	0	50	730	50	524	75	712	100	919
Spitzenkessel (PtL)	0	0	0	0	0	0	0	0	100	485

Betriebsdaten des Fernwärmenetzes im Fallbeispiel Mittelberg

	Installierte Leistung [MW] und Vollbenutzungsstunden (VBh)									
	2025		2030		2035		2040		2045	
	[MW]	VBh	[MW]	VBh	[MW]	VBh	[MW]	VBh	[MW]	VBh
KWK Erdgas-GuD	25	2.181	25	2.259	25	2.327	0	0	0	0
KWK Biomasse	4	1.849	4	774	4	628	4	2.268	4	2.347
KWK Müllverbrennung	20	6.711	20	6.923	20	7.171	20	7.451	20	7.626
Heizkessel (Erdgas)	20	189	20	174	20	140	0	0	0	0
Großwärmepumpe	0	0	15	1.227	15	1.584	35	2.487	35	2.776
Power-to-Heat	0	0	0	0	20	476	20	201	20	455
Spitzenkessel (PtL)	0	0	0	0	0	0	20	539	20	593

Betriebsdaten des Fernwärmenetzes im Fallbeispiel Landberg

	Installierte Leistung [MW] und Vollbenutzungsstunden (VBh)									
	2025		2030		2035		2040		2045	
	[MW]	VBh	[MW]	VBh	[MW]	VBh	[MW]	VBh	[MW]	VBh
KWK Erdgas-GuD	3	3.392	3	4.191	0	0	0	0	0	0
Heizkessel (Erdgas)	3	105	3	244	3	710	3	637	0	0
Biomasse-Kessel	2	3.001	2	1.577	2	2.314	2	1.863	2	1.844
Großwärmepumpe	0	0	2	4.216	2	3.304	3	3.010	5	2.918
Geothermie ohne Großwärmepumpe	0	0	0	0	4	6.754	4	7.153	4	7.413
Power-to-Heat	0	0	0	0	2	527	3	423	3	428
Spitzenkessel (PtL)	0	0	0	0	0	0	0	0	3	623

A5: Spezifische Investitions- und Betriebskosten

Betriebsdaten des Fernwärmenetzes im Fallbeispiel Landberg

	spezifische Investitions- kosten in Euro (2023) je kW thermisch	spezifische Betriebskosten (Fixkosten) in Euro (2023) je kW thermisch	spezifische Betriebskosten (variable Kosten) in Euro (2023) je MWh thermisch
Großberg			
KWK Erdgas-GuD	1.490	30	7
KWK Müll	6.004	0	0
Heizkessel (Erdgas)	120	6	0
Biomasse	1.075	49	3
Großwärmepumpe	700	18	1
Abwärme	471	24	0
KWK Wasserstoff	1.639	30	7
PtH	112	1	18
Spitzenkessel (PtL)	98	0,2	1
Mittelberg			
KWK Erdgas-GuD	1.242	25	8
KWK Biomasse	4.196	184	6
KWK Müllverbrennung	6.004	0	0
Heizkessel (Erdgas)	98	0	1
Großwärmepumpe	854	2	2
PtH	112	1	18
Spitzenkessel (PtL)	98	0,2	1
Landberg			
KWK Erdgas-GuD	1.242	25	8
Heizkessel (Erdgas)	120	2	2
Biomasse	658	5	2
Großwärmepumpe	1.067	2	3
Tiefe Geothermie	3.869	65	0
PtH	137	1	18
Spitzenkessel (PtL)	120	2	2

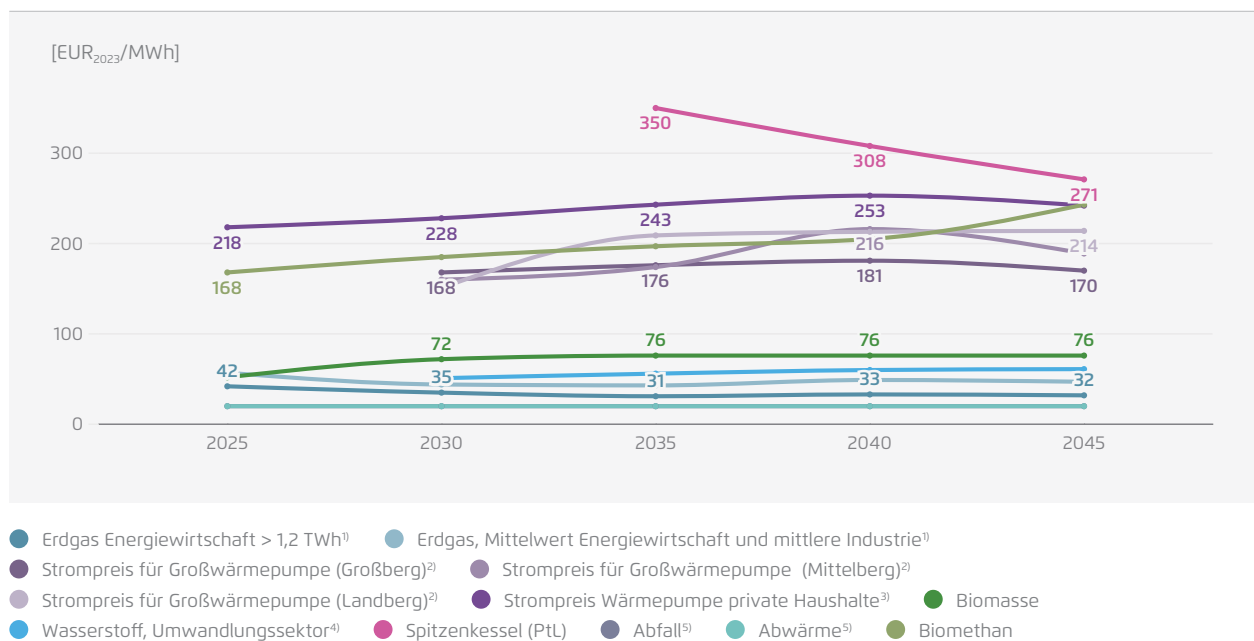
A6: Energiebezugskosten

	Einheit	2025	2030	2035	2040	2045	Anmerkungen
Erdgas Energiewirtschaft > 1,2 TWh	Euro (2023) pro MWh	42	35	31	33	32	ohne ETS I/ETS II bzw. BHKW, ohne Energiesteuer, enthält Netzkosten
Erdgas, Mittelwert Energiewirtschaft und mittlere Industrie	Euro (2023) pro MWh	57	44	43	49	47	ohne ETS I/ETS II bzw. BHKW, ohne Energiesteuer, enthält Netzkosten
Strompreis für Großwärmepumpe (Großberg)	Euro (2023) pro MWh		168	176	181	170	auf Basis von Großhandelspreisen aus Strommarktmodell Prognos AG und stündlicher Lastgangmodellierung zuzüglich zusätzlicher Kostenfaktoren, Stadtwerk Mittelspannung, 3.000 VBh
Strompreis für Großwärmepumpe (Mittelberg)	Euro (2023) pro MWh		160	174	216	189	auf Basis von Großhandelspreisen aus Strommarktmodell Prognos AG und stündlicher Lastgangmodellierung zuzüglich zusätzlicher Kostenfaktoren, Stadtwerk Mittelspannung, 3.000 VBh
Strompreis für Großwärmepumpe (Landberg)	Euro (2023) pro MWh		151	209	213	214	auf Basis von Großhandelspreisen aus Strommarktmodell Prognos AG und stündlicher Lastgangmodellierung zuzüglich zusätzlicher Kostenfaktoren, Stadtwerk Mittelspannung, 3.000 VBh
Strompreis Großhandelspreis Baseload (Mittelwert) Fallbeispiel Großberg	Euro (2023) pro MWh	91	105	122	124	143	auf Basis von Strommarktmodell Prognos AG
Strompreis Großhandelspreis Baseload (Mittelwert) Fallbeispiel Mittelberg	Euro (2023) pro MWh	110	121	129	131	151	auf Basis von Strommarktmodell Prognos AG
Strompreis Großhandelspreis Baseload (Mittelwert) Fallbeispiel Landberg	Euro (2023) pro MWh	104	112				auf Basis von Strommarktmodell Prognos AG
Strompreis für Wärmepumpe private Haushalte	Euro (2023) pro MWh	218	228	243	253	242	Jahresverbrauch 50 MWh
Biomasse	Euro (2023) pro MWh	52	72	76	76	76	Holzackschnitzelpreise vom Deutschen Pelletinstitut
Wasserstoff, Umwandlungssektor	Euro (2023) pro MWh		51	56	60	61	mit CFD
Spitzenkessel (PtL)	Euro (2023) pro MWh			350	308	271	Heizöl basiert
Abfall	Euro (2023) pro MWh	20	20	20	20	20	enthält Betriebskosten
Abwärme	Euro (2023) pro MWh	20	20	20	20	20	enthält Betriebskosten
Biomethan – private Haushalte	Euro (2023) pro MWh	168	185	197	205	243	
CO ₂ BEHG bzw. ETS 2	Euro (2023) pro tCO ₂	48	108	156	194	223	Öko-Institut (2024): Projektionsbericht 2024 der Bundesregierung, Rahmendaten
CO ₂ ETS	Euro (2023) pro tCO ₂	65	100	149	169	181	eigene Annahmen für 2025 und 2030, ab 2035 basierend auf Projektionsbericht 2024 der Bundesregierung, Rahmendaten

Prognos (2024)

Energiebezugskosten

Abb. A6



Prognos (2024). 1) ohne ETS 1/ ETS 2 bzw. BEHG, ohne Energiesteuer, enthält Netzkosten; 2) auf Basis von Großhandelspreisen aus dem Strommarktmodell der Prognos AG und stündlicher Lastgangmodellierung zuzüglich zusätzlicher Kostenfaktoren, Stadtwerk Mittelspannung, 3.000 VBh; 3) Jahresverbrauch 50 MWh; 4) inklusive CfD; 5) inklusive Betriebskosten

A7: Begleitkreis

Im Rahmen des Projektes fanden insgesamt vier Treffen mit einem Begleitkreis statt. Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren wertvollen Beitrag zu den Diskussionen.

Disclaimer: Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen stellen nicht notwendigerweise die Meinung der Mitglieder des Begleitkreises dar. Die Verantwortung hierfür liegt ausschließlich bei der Prognos AG, GEF Ingenieur AG und Agora Energiewende.

Im Begleitkreis waren vertreten:

- AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
- BEW Berliner Energie und Wärme AG
- Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.
- Deutsche Umwelthilfe e. V.
- Enercity AG
- ENTEGA AG
- Kelvin Green GmbH
- KfW Bankengruppe
- N-ERGIE Aktiengesellschaft
- Stadtwerke Düsseldorf AG
- Stadtwerke Duisburg AG
- Stadtwerke Hanau GmbH
- Stadtwerke Karlsruhe GmbH
- Stadtwerke Neumünster SWN Natur GmbH
- Stadtwerke Osnabrück AG
- UHRIG Energie GmbH
- Verband kommunaler Unternehmen e. V.
- Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.
- Zukunft KlimaSozial ZKS gGmbH

Literaturverzeichnis

AGEB (2023): *Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2022*. Online verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deutsch.xlsx

AGFW (2023): *Hauptbericht 2021*. Online verfügbar unter: <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>

AGFW (2024): *Energieeffizienz mit Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärme im Wandel der Zeit*. Online verfügbar unter: <https://www.fernwaerme-info.com/fernwaerme/geschichte>

Agora Energiewende, Fraunhofer IEG (2023): *Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland. Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie*. Online verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/roll-out-von-grosswaermepumpen-in-deutschland>

BDEW (2021): *Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung*. Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/original_images/200-bericht-kurzstudie-grune-fernwaerme.pdf

BDEW (2023): *Wie heizt Deutschland 2023? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt*. Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/media/documents/231221-BDEW-WHD2023.pdf>

BDEW (2024): *Investitionen der deutschen Wärme- und Kälteversorger*. Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/investitionen-der-deutschen-waerme-und-kaelteversorger/>

BMUV (2023): *Naturschutz und Bioenergie*. Online verfügbar unter: <https://www.bmuv.de/themen/naturschutz/naturschutz-und-energie/naturschutz-und-bioenergie>

BMWK (2022): *Förderprogramm Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)*. Online verfügbar unter: <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMWi/bundesfoerderung-effiziente-waermenetze.html>

BMWK, BMEL, BMUV (2022): *Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie*. Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/nabis-eckpunktetpapier-nationale-biomassestrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=1

BPA (2023): *Energiewende beschleunigen. Mehr Energie aus erneuerbaren Quellen*. Online verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310#:~:text=Um%20die%20Klimaschutzziele%20zu%20erreichen,auf%20mindestens%2080%20Prozent%20steigen>

Bundeskartellamt (2024): *Bundeskartellamt prüft Preisanpassungsklauseln bei Fernwärme*. Online verfügbar unter: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2023/16_11_2023_Einleitung_Fernwaerme.html

DEA (2024): *Technology Data for Generation of Electricity and District Heating*. Online verfügbar unter: <https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues/technology-data-generation-electricity-and-district-heating>

Deloitte (2023): *Kapital für die Energiewende – Positionspapier*. Deloitte, BDEW, VKU. Online verfügbar unter: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/de/Documents/sustainability/Vku-Bdew-Deloitte-Kapital-fuer-die-Energiewende.pdf>

Destatis (2024a): *Daten zur Energiepreisentwicklung Mai 2024. Statistischer Bericht.* Online verfügbar unter: www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001241055.html

Destatis (2024b): *Genesis-Online. Preisindex Verbraucherpreis Erdgas ohne Betriebskosten CC13-0452103000.* Online verfügbar unter: www.genesis.destatis.de

Destatis (2024c): *Genesis-Online. Preisindex Verbraucherpreis Fernwärme CC13-0455002200.* Online verfügbar unter: www.genesis.destatis.de

EE4InG (2021): *Stellungnahme des Forschungsnetzwerks Energie – Industrie und Gewerbe: Dialog Klimaneutrale Wärme.* Im Rahmen des Begleitforschungsprojekts EE4InG. Online verfügbar unter: https://ee4ing.de/wp-content/uploads/2020/06/U-20210423_Stellungnahme_Industriewaerme.pdf

EEA (2022): *European Topic Centre Climate change adaptation and LULUCF: Climate change impacts on biomass production.* ETC-CA Report 3/22. Online verfügbar unter: <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-ca>

Ifeu, & Fraunhofer ISI (2022): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Energienachfrage Gebäudesektor.* Online verfügbar unter: https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/20221117_LFS3_Webinar_Gebaeude_Geraete_PHH_GHD.pdf

Ifeu, Adelphi, PwC, Ecofys, & AEE (2017): *Wärmenetzsysteme 4.0.* Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme "Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen". Online verfügbar unter: <https://www.ifeu.de/publikation/innovative-modellvorhaben-waermenetzsysteme-40>

Karim, R., Abraham, A., Rafeeq, C.M., Ramesh, R. (2023): *Impact of Climate Change on Biomass.* In: Thomas, S., Hosur, M., Pasquini, D., Jose Chirayil, C. (eds) *Handbook of Biomass.* Springer. Singapore. doi: https://doi.org/10.1007/978-981-19-6772-6_56-1

KWKG (2023): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG 2023). Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/_7.html

MCC (2023): *CO₂-Bepreisung zur Erreichung der Klimaneutralität im Verkehrs- und Gebäudesektor: Investitionsanreize und Verteilungswirkungen.* Online verfügbar unter: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/C18_MCC_Publications/2023_MCC_CO2-Bepreisung_Klimaneutralitaet_C3%A4t_Verkehr_Geb_C3%A4ude.pdf

Monopolkommission (2024): *Wettbewerb 2024 – XXV. Hauptgutachten.* Gutachten der Monopolkommission gemäß § 44 Abs. 1 Satz 1 GWB. Online verfügbar unter: <https://www.monopolkommission.de/>; <https://www.monopolkommission.de/images/HG25/HG25-Gesamt.pdf>

Neon (2023): *MEMORANDUM – Zeitvariable Verteilnetzentgelte. Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik.* Online verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de>; https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Stellungnahmen_zweite_Konsultation/LichtBlick%20SE%20und%20Neon%20Neue%20Energie%C3%B6konomik%20Memo.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Öko Institut (2023): *Biomasse und Klimaschutz.* Online verfügbar unter: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Biomasse-und-Klimaschutz_BMWK.pdf

Preistransparenzplattform Fernwärme (2024): Online verfügbar unter: <https://waermepreise.info/preisuebersicht/>

Prognos AG (2024): Strommarktmodell der Prognos AG. Online verfügbar unter: <https://www.prognos.com/de/strommarktmodell>

Prognos AG (2024b): *Perspektive der Fernwärme.* Aktualisierung des Gutachtens „Perspektive der Fernwärme – Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik“ aus dem Jahr 2020, AGFW und VKU, 2024. Online verfügbar unter: <https://www.vku.de/presse/pressemitteilungen/studie-zu-waermenetzen-bis-2030-muessen-435-milliarden-euro-in-die-fernwaerme-investiert-werden/>

Prognos, adelphi, bbh, dena, EY, FIW München, iTG, Öko-Institut, ifeu (2023): *Hintergrundpapier zur Gebäudestrategie Klimaneutralität 2045.* Im Auftrag des BMWK. Online verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/gebäudestrategie-klimaneutralitaet-2045.html>

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, Uni Kassel (2024): *Klimaneutrales Deutschland 2045* (Vorabversion/erscheint demnächst). Im Auftrag der Agora Thinktanks und Agora Verkehrswende.

Statistisches Bundesamt (2024): *Zensus 2022.* Online verfügbar unter: <https://ergebnisse.zensus2022.de/datenbank/online>

Technikkatalog (2024): Im Auftrag des BMWK und BMWBS. Prognos AG, ifeu, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Online verfügbar unter: <https://www.kww-halle.de/wissen/bundesgesetz-zur-waermeplanung>

UBA (2023b): *Abschlussbericht Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen. Ein politischer Unterstützungsrahmen für das Beispiel Wärmenetze.* Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_08-2023_dekarbonisierung_von_energieinfrastrukturen.pdf

UBA (2023a): *Bioenergie.* Online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld->

vzbv (2024): *vzbv verklagt E.ON und HanseWerk Natur.* Online verfügbar unter: <https://www.verbraucherzentrale.de/aktuelle-meldungen/vertraege-reklamation/kundenrechte/klageregister-eroeffnet-vzbv-verklagt-eon-und-hansewerk-natur-89796>

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Deutsch

Meer-Wind für Klimaneutralität

Herausforderungen und notwendige Maßnahmen beim Ausbau der Windenergie auf See in Deutschland und Europa

Serielle Sanierung

Effektiver Klimaschutz in Gebäuden und neue Potenziale für die Bauwirtschaft

Wasserstoffimporte Deutschlands

Welchen Beitrag können Pipelineimporte in den 2030er Jahren leisten?

Der Sanierungssprint

Potenzial und Politikinstrumente für einen innovativen Ansatz zur Gebäudesanierung

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024

Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen

Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können

Der CO₂-Preis für Gebäude und Verkehr

Ein Konzept für den Übergang vom nationalen zum EU-Emissionshandel

Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland

Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf

Windstrom nutzen statt abregeln

Ein Vorschlag zur zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netzentgelte

Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland

Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie

Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze

Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfunkpatible Transformation

Rückenwind für Klimaneutralität

15 Maßnahmen für den beschleunigten Ausbau der Windenergie

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Englisch

Low-carbon hydrogen in the EU

Towards a robust EU definition in view of costs, trade and climate protection

9 Insights on Hydrogen – Southeast Asia Edition

12 Insights on Hydrogen – Brazil Edition

The benefits of energy flexibility at home

Leveraging the use of electric vehicles, heat pumps and other forms of demand-side response at the household level

EU policies for climate neutrality in the decisive decade

20 Initiatives to advance solidarity, competitiveness and sovereignty

Modernising Kazakhstan's coal-dependent power sector through renewables

Challenges, solutions and scenarios up to 2030 and beyond

The roll-out of large-scale heat pumps in Germany

Strategies for the market ramp-up in district heating and industry

Transitioning away from coal in Indonesia, Vietnam and the Philippines

Overview of the coal sector with a focus on its economic relevance and policy framework

Hydrogen import options for Germany (Summary)

Analysis with an in-depth look at synthetic natural gas (SNG) with a nearly closed carbon cycle

Briefing on the Europe-China Workshop on Carbon Markets, with coverage of the EU CBAM and carbon asset management

Ensuring resilience in Europe's energy transition

The role of EU clean-tech manufacturing

Levelised cost of hydrogen

Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful

Decarbonisation in State-Owned Power Companies

Briefing from the workshop on 28–29 September 2022

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.org

Publikationsdetails

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Korrekturat/Lektorat: Berit Sörensen

Satz: Anja Werner

Titelfoto: Peter | Adobe Stock

335/07-S-2024/DE

Version 1.1, Dezember 2024



Unter diesem QR-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.



Dieses Werk ist lizenziert
unter CC-BY-NC-SA 4.0.