

Branchenuntersuchung Fernwärme

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundeswettbewerbsbehörde, Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Gesamtumsetzung: Bundeswettbewerbsbehörde

Stand: September 2026

Copyright und Haftung:

Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet, alle sonstigen Rechte sind ohne schriftliche Zustimmung des Medieninhabers unzulässig. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Bundeswettbewerbsbehörde und der Autorin bzw. des Autors ausgeschlossen ist. Rechtsausführungen stellen die unverbindliche Meinung der Autorin bzw. des Autors dar und können der Rechtsprechung der unabhängigen Gerichte keinesfalls vorgreifen.

Inhaltsverzeichnis

1. Abkürzungsverzeichnis.....	6
2. Executive Summary	10
3. Empfehlungen	17
4. Einleitung	21
4.1. Anlass und Hintergrund der Branchenuntersuchung	21
4.2. Beschwerdefälle im Bereich Fernwärme	23
4.3. Fernwärme im Regierungsprogramm	24
4.4. Zielsetzung der Branchenuntersuchung.....	26
4.5. Stakeholdergespräche, Auskunftsverlangen und Daten	26
5. Rechtsrahmen	29
5.1. Europäische Rechtsquellen	30
5.2. Innerstaatliche Rechtsquellen.....	32
5.2.1. Verfassungsrechtliche Kompetenzgrundlage.....	33
5.2.2. Einfachgesetzliche Regelungen auf Bundesebene	34
5.2.3. Fokus Vertragsverhältnisse	36
5.2.4. Fokus Heizkostenabrechnungsgesetz.....	37
5.2.5. Fokus Preisgesetz	40
5.2.6. Fokus Anschlusszwang (auf landesgesetzlicher Ebene)	43
5.3. Zusammenfassung.....	47
6. Wettbewerbliche Einordnung	49
6.1. Marktabgrenzung in der Europäischen Union und Deutschland	49
6.1.1. Marktabgrenzung der Europäischen Kommission	49
6.1.2. Marktabgrenzung des deutschen Bundeskartellamts und der Landeskartellämter....	50
6.2. Marktbeherrschung.....	51
6.3. Wettbewerb aus Sicht der Fernwärmeunternehmen.....	52
6.3.1. Überlegungen zum Systemwettbewerb.....	52
7. Struktur des Fernwärmesektors	55
7.1. Wärmearaufbringung und -erzeugung.....	56

7.1.1. Wärmeeinspeisung von Dritten	60
7.1.2. Fokus Dritteinspeiser von Abwärme	64
7.2. Wärmeverteilung	71
7.2.1. Struktur der Wärmeverteilung	72
7.2.2. Leitungsverluste	74
7.2.3. Ausbau der Fernwärme laut Regierungsprogramm	75
7.3. Wärmevertrieb	77
7.4. Dienstleistungen zur Unterstützung des Wärmeverbrauchs	79
7.5. Endverbrauch	81
7.5.1. Großabnehmer	84
7.5.2. Soziale Härtefälle	89
8. Fernwärmetarife, -verträge und -kosten	93
8.1. Anschlusskosten	93
8.2. Preisstrategien und Tarifkomponenten	93
8.3. Indizes zur Preisänderung	94
8.4. Vertragsdauer und -beendigung	97
8.5. Preisänderungen	98
8.6. Preisbescheide	98
8.7. Verbraucherperspektive	101
8.7.1. Transparenz	103
8.7.2. Wechselbarrieren	105
9. Marktergebnisse	107
9.1. Einleitung	107
9.2. Daten	108
9.2.1. Umsätze und Kosten	108
9.2.2. Berechnung der Kosten bei Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK)	110
9.2.3. Kritik der Fernwärmeversorgungsunternehmen (FWU)	112
9.3. Kategorisierung nach Netzgrößen	112
9.4. Nettoerlöse	114

9.4.1. Gewichtete Durchschnittserlöse	114
9.4.2. Erlöse der Versorgungsgebiete	119
9.5. Kosten	124
9.5.1. Gewichtete Durchschnittskosten	124
9.5.2. Kosten der Versorgungsgebiete	128
9.6. Profitabilität.....	133
9.6.1. Aggregat	133
9.6.2. Fernwärmeversorgungsunternehmen	137
9.6.3. Versorgungsgebiete.....	139
9.6.4. Auffällige Versorgungsgebiete	145
9.7. Preisvergleichsanalyse.....	150
9.8. Zusammenfassung.....	154
10. Abbildungsverzeichnis	156
11. Tabellenverzeichnis	158

1. Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung im Volltext
ABGB	Allgemeines bürgerliches Gesetzbuch
Abs.	Absatz
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AfA	Absetzung für Abnutzung
Art.	Artikel
B2B	Business-to-Business (Geschäftsbeziehungen zwischen Unternehmen)
B2C	Business-to-Consumer (Geschäftsbeziehungen zwischen Unternehmen und Verbraucherinnen und Verbrauchern)
B-VG	Bundes-Verfassungsgesetz
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BVG	Bundesverfassungsgesetz (im Kontext Art-15a-BVG-Vereinbarung)
BWB	Bundeswettbewerbsbehörde
bspw.	Beispielsweise
CO ₂	Kohlendioxid
COICOP	Classification of Individual Consumption according to Purpose (internationale Systematik der Konsumausgaben nach Verwendungszwecken)
CSR	Corporate Social Responsibility (unternehmerische Gesellschaftsverantwortung)
d. h.	das heißt
E-Control	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
ECOICOP	European Classification of Individual Consumption according to Purpose
EED II	Richtlinie (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, ABl L 328/210
EED III	Richtlinie (EU) 2023/1791 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/995, ABl L 231/1
EEX	European Energy Exchange (europäische Energiebörse)
EHI	Energieholzindex
etc.	Et cetera (und so weiter)
EUR	Euro
EUV	Vertrag über die Europäische Union

EWG	Erneuerbare-Wärme-Gesetz
FGW	Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen
FW	Fernwärme
FWU	Fernwärmeversorgungsunternehmen
Front Month Index Gas der CEGH	Preisindex für den nächstfälligen Monatskontrakt (Front Month) am Central European Gas Hub
GIS	Gebühren Info Service GmbH
GewO	Gewerbeordnung
grds.	grundsätzlich
HeizKG	Heizkostenabrechnungsgesetz
HVPI	Harmonisierter Verbraucherpreisindex (EU-weit harmonisierter Index der Verbraucherpreise)
i. d. R.	in der Regel
IHS	Institut für Höhere Studien
i. d. F.	In der Fassung
inkl.	inklusive
insb.	insbesondere
i. Z. m.	im Zusammenhang mit
IQR	Interquartilsabstand (Abstand zwischen 25 %- und 75 %-Quartil)
KartG	Kartellgesetz
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KPC	Kommunalkredit Public Consulting GmbH
KSchG	Konsumentenschutzgesetz
kWh	Kilowattstunde (Energieeinheit)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LGBl.	Landesgesetzblatt
Lit.	Litera
MEG	Maß- und Eichgesetz
Metaller-Kollektivvertrag	Kollektivvertrag der Metallindustrie (Österreich)
Mio.	Million(en)

Mrd.	Milliarde(n)
MRG	Mietrechtsgesetz
m ³	Kubikmeter (Volumseinheit)
n = ...	Stichprobenumfang (Anzahl der beobachteten Einheiten)
Nr.	Nummer
OGH	Oberster Gerichtshof
OLG Wien	Oberlandesgericht Wien
ORF	Österreichischer Rundfunk
ÖCOICOP	Österreichische Klassifikation der Konsumausgaben nach Verwendungszwecken
ÖGPI	Österreichischer Gaspreisindex (Großhandel)
ÖNACE	Österreichische Systematik der Wirtschaftstätigkeiten (an NACE angelehnt)
ÖSPI	Österreichischer Strompreisindex (Großhandel)
PreisG	Preisgesetz
RED II	Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl L 328/82 (Erneuerbare-Energien-Richtlinie II)
RED III	Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates
RL	Richtlinie
Stmk	Steiermärkisch / Steiermärkisches
TPA	Third Party Access (Drittzugang)
u. a.	unter anderem
usw.	und so weiter
VPI	Verbraucherpreisindex (österreichischer Index der Verbraucherpreise)
WEG	Wohnungseigentumsgesetz
WFG	Wohnbauförderungsgesetz
WGG	Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz
WKLG	Wärme- und Kälteleitungs-Ausbaugesetz
z. B.	zum Beispiel

BRANCHENUNTERSUCHUNG FERNWÄRME

Was die Untersuchung über Markt, Preise und Rechte zeigt

1/3

Rund jeder dritte Haushalt wird mit Fernwärme versorgt.

Vor der Anbindung

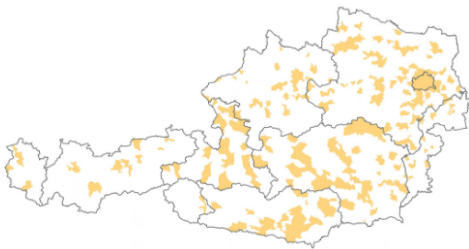
Systemwettbewerb eingeschränkt

Nach der Anbindung

Kein Anbieterwechsel möglich

So hat die BWB untersucht

Überblick über die erfassten Versorgungsgebiete



ca. 290 Versorgungsgebiete - ca. 6.500 km Netzlänge

37

Fernwärmeunternehmen

49

Wärmeeinspeiser

151

Industriekunden

Zusätzlich: Gespräche mit Stakeholdern

Was zeigt die Erlös- & Kostenanalyse?

+4-5 ct/kWh

Anstieg der Erlöse von 2021 bis 2023

+4-5 ct/kWh

Anstieg der Kosten von 2021 bis 2023

Keine Hinweise auf systematische Gewinnsteigerungen oder Preishöhenmissbrauch.

14 Empfehlungen · Drei Handlungsfelder

Systemwettbewerb fördern

Wahl zwischen Heizsystemen und Wettbewerb bei Dienstleistungen stärken.

Kontrolle stärken

Schlichtung, Netzzugang und Kostentransparenz verbessern.

Rechtsrahmen schaffen

Klare Regeln für Verträge, Preisänderungen und Rechnungen schaffen.



Zukünftige regulatorische und gesetzgeberische Maßnahmen sollen konsequent auf ihre wettbewerblichen Auswirkungen im Sinne eines Wettbewerbschecks geprüft werden.

“

Fernwärme ist von lokalen Monopolen und Abhängigkeiten geprägt. Einmal ans Netz angeschlossen, ist ein Wechsel kaum mehr möglich. Umso wichtiger sind ein klarer Rechtsrahmen, transparente Preise und eine wirksame Kontrolle.

Natalie Harsdorf

Generaldirektorin der Bundeswettbewerbsbehörde

WETTBEWERB SCHÜTZT INNOVATION, INVESTITIONEN UND WOHLSTAND.

www.bwb.gv.at

2. Executive Summary

Rund jeder dritte österreichische Haushalt wird mit Fernwärme versorgt. Damit ist Fernwärme das meistgenutzte primäre Heizsystem des Landes. Es soll im Zuge der Energiewende und des politisch angestrebten Ausstiegs aus fossilem Gas weiter ausgebaut werden. Der nicht regulierte Fernwärmesektor unterscheidet sich jedoch strukturell wesentlich von den liberalisierten und regulierten Strom- und Gasmärkten: Fernwärmenetze sind lokale natürliche Monopole. Fernwärmeversorger sind häufig vertikal integriert. Für ans Fernwärmenetz angeschlossene Kundinnen und Kunden bestehen **vielfach keine oder nur schwer realisierbare Ausweich- und Wechselmöglichkeiten**.

Darin liegt auch eine **zentrale wettbewerbliche Problemlage**: Kundinnen und Kunden können auf Unzufriedenheit mit Preis oder Leistung nicht mit einem Anbieterwechsel reagieren. Der fehlende Wettbewerb um Kundinnen und Kunden kann daher kaum zu einer Korrektur problematischer Marktergebnisse beitragen.

Die erheblichen Preissteigerungen im Bereich Energie seit 2022 haben die aus fehlendem Wettbewerb resultierenden Risiken besonders sichtbar gemacht. Die bei der BWB eingebrachten Beschwerden verdeutlichen die praktischen Auswirkungen dieser Entwicklung: Sie beziehen sich insb. auf hohe, teils stark divergierende und nicht nachvollziehbare Preise, auf komplex ausgestaltete Preisanpassungsklauseln sowie auf eine unzureichende Transparenz.

Vor diesem Hintergrund leitete die BWB eine Untersuchung des österreichischen Fernwärmesektors mit dem Ziel ein, Wettbewerbsprobleme zu identifizieren und daraus geeignete Maßnahmen zu empfehlen. Ergeben sich aus einer Branchenuntersuchung unmittelbar Verdachtsmomente auf kartellrechtliche Verstöße, kann die BWB gesonderte Ermittlungen einleiten.

Die BWB untersucht den Sektor ausschließlich **aus wettbewerblicher Sicht**; weitergehende Policy-Erwägungen, etwa energiepolitischer Natur, sind nicht Gegenstand der Untersuchung oder Empfehlungen.

Rückmeldungen zur Branchenuntersuchung

Sie können gerne Ihre Überlegungen und Anregungen zur Branchenuntersuchung per E-Mail an wettbewerb@bwb.gv.at senden.

Konkrete Beschwerden können Sie online über die Homepage der BWB unter "[Beschwerde einbringen](#)" oder anonym über das [Whistleblowersystem der BWB](#) einmelden.

Die wesentlichen Ergebnisse dieser Untersuchung sind wie folgt:

Rechtsrahmen

Im Gegensatz zu Strom und Gas existiert im Bereich der Fernwärme aktuell **kein einheitlicher Regelungsrahmen**. Der auf den Fernwärmesektor anwendbare Rechtsrahmen besteht aus **Regelungen in Bundes-, Landes- und Gemeinderecht** ergänzt durch punktuelle unionsrechtliche Vorgaben. So kommt auf die Fernwärmelieferverträge grds. allgemeines **Zivilrecht** zur Anwendung, bei Verbraucherinnen und Verbrauchern ergänzend die Regelungen des **KSchG**. Darüber hinaus finden auf den Fernwärmesektor das **Preisgesetz**, das die behördliche Festsetzung volkswirtschaftlich gerechtfertigter Preise ermöglicht, sowie auf die Kostenverteilung in Mehrparteienhäusern unter Umständen das **Heizkostenabrechnungsgesetz** Anwendung. Zusätzlich sehen Länder und Gemeinden teilweise und uneinheitlich Vorranggebiete sowie **Anschlusszwänge** für Fernwärme unter bestimmten Voraussetzungen vor, um den Ausbau entsprechend zu fördern.

Wettbewerbliche Einordnung

Die Europäische Kommission geht in ihrer bisherigen Entscheidungspraxis von einem **sachlichen eigenen Markt für Fernwärme** aus bzw. von einem Markt für Produktion und einem nachgelagerten für den Vertrieb. In räumlicher Hinsicht sei der Markt auf das jeweilige Fernwärmenetz beschränkt. Das deutsche Bundeskartellamt folgt dieser Einschätzung weitestgehend. Jedoch wird hier zwischen einem Markt für die Anschaffung eines Heizsystems für ein Objekt (Systemwettbewerb) und dem Fernwärmemarkt nach erfolgter Entscheidung unterschieden. Für Österreich fehlt eine Marktabgrenzung bislang. Die BWB kommt zur gleichen Einschätzung wie das Bundeskartellamt. Es muss sachlich zwischen dem Systemwettbewerb vor Entscheidung zugunsten eines Heizsystems und dem **Monopol im jeweiligen Fernwärmenetz** nach Entscheidung für die Fernwärme unterschieden werden. **Räumlich** ist der Markt auf das jeweilige **Fernwärmenetz** zu beschränken.

Struktur des Fernwärmesektors

Der **Fernwärmesektor ist durch erhebliche strukturelle Heterogenität gekennzeichnet**. Unterschiede in Unternehmens- und Netzgröße gehen mit unterschiedlichen Möglichkeiten zur Fixkostendegression und Diversifikation bei der Wärmeerzeugung einher. Gleichzeitig werden die Kostenstrukturen maßgeblich durch die jeweiligen lokalen und geografischen Gegebenheiten des Versorgungsgebiets bestimmt. Urbane Räume mit hoher Nachfragedichte und kurzen Leitungswegen unterscheiden sich von ländlichen und dünnbesiedelten Strukturen. Hierzu kommt eine unterschiedliche Verfügbarkeit lokal nutzbarer Wärmequellen, etwa Abwärme aus Müllverbrennungsanlagen, industrielle Abwärme, Erdwärme oder Biomasse.

Die überwiegend kommunal geprägten Fernwärmeunternehmen agieren grds. **gewinnorientiert und nach marktwirtschaftlichen Anreizen**. Die Wertschöpfung ist vielfach **vertikal integriert** und reicht von Wärmeerzeugung und -aufbringung über Netzbetrieb und Vertrieb bis zur Versorgung der Endkundinnen und Endkunden.

In jedem Versorgungsgebiet ist der Fernwärmeanbieter ein Monopolist, aber auch österreichweit zeigt sich, dass rund die **Hälfte der Fernwärmenetzlänge von nur drei Unternehmen betrieben wird**. Auf die größten zehn Fernwärmenetzbetreiber entfallen **rund 85 %**, wobei ein Netzbetreiber in mehreren Versorgungsgebieten aktiv sein kann.

Der **Ausbau der Fernwärme** wird vielfach politisch unterstützt. Der Netzausbau kann einerseits durch Netzverdichtungen erfolgen, wodurch die Durchschnittskosten und Wärmeverluste gesenkt werden können. Andererseits ist ein Ausbau durch Netzerweiterung möglich. Letztere bergen jedoch bei fehlendem Wettbewerb das Risiko ineffizienter Infrastruktur, weil ein wesentliches wettbewerbliches Effizienzkorrektiv fehlt und durch die Monopolmacht höhere Kosten auf die Kundinnen und Kunden überwältzt werden können.

Der maßgeblich begrenzende Faktor ist der Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Heizsystemen („**Systemwettbewerb**“), der insb. bei der ursprünglichen Entscheidung der Kundinnen und Kunden für eine Heizungsform zum Tragen kommt. Dieser Wettbewerb ist jedoch bereits von Beginn an eingeschränkt, wenn die Entscheidung über die Wahl des Heizsystems und die Verantwortung für die Bezahlung der Fernwärmerechnung nicht bei derselben Person liegen. Durch den angestrebten Ausstieg aus Gas sowie Anschlusszwänge wird der Systemwettbewerb zusätzlich abgeschwächt bzw. teilweise gänzlich ausgeschaltet.

Bei der **Erzeugung der Fernwärme** besteht weiterhin eine erhebliche Abhängigkeit von Erdgas: 2024 entfielen rund 44 % der eingespeisten Wärme auf Erdgas, gefolgt von Biomasse mit rund 29 %, Abwärme mit rund 14 % und Müllverbrennung mit rund 11 %. Zwar zeigt sich gegenüber 2019 eine Verschiebung in Richtung Biomasse, Erdgas bleibt jedoch der wichtigste Energieträger und zugleich eine vergleichsweise teure Wärmequelle.

Ein wesentlicher Ansatzpunkt für Dekarbonisierung, Resilienz (weniger Abhängigkeit bzw. Diversifizierung) und potenziell niedrigere Erzeugungskosten ist die **Einspeisung durch Dritte**, insb. industrieller Abwärme. Dies spiegelt sich auch in den Motiven für die Einspeisung wider. Als Hauptmotive für die Einspeisung gelten zusätzliche Einnahmen sowie ein Beitrag zu Energieeffizienz und Nachhaltigkeit. Drei von vier befragten Einspeisern erzielen einen positiven Deckungsbeitrag. Für die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen ist die Einspeisung nur von geringer Bedeutung. Drittzugang reduziert auch die Konzentration auf der Erzeugungsstufe und diversifiziert Bezugsquellen. Gleichzeitig besteht ein strukturelles Machtungleichgewicht: Für viele Einspeiser ist das lokale Fernwärmeunternehmen faktisch der einzige relevante Abnehmer und damit Monopsonist mit Informationsasymmetrien. Das heißt vereinfacht,

dass ein marktbeherrschender Käufer über mehr Marktinformationen verfügt als seine Anbieter. Aus Sicht der Einspeiser sind insb. langfristige Abnahmesicherheit, verlässliche Vergütungsmechanismen, geeignete Speicherlösungen und vereinfachte regulatorische Rahmenbedingungen relevant. Für Fernwärmeunternehmen sind technisch kompatible Netze, wirtschaftlich tragfähige Gesamtkosten sowie Planbarkeit wichtig. Die größten Hürden für zusätzliche Dritteinspeisung liegen beim **erstmaligen Anschluss** mit langfristigen Vertragsbindungen von häufig rund 15 bis 18 Jahren.

Auf der Ebene der Endverbraucherinnen und Endverbraucher zeigt sich deutlich, dass der Fernwärmesektor trotz seiner monopolistischen Struktur **keiner mit Strom und Gas vergleichbaren Sektorregulierung** unterliegt. Vertragliche Beziehungen gestalten sich teilweise komplex und sind für Kundinnen und Kunden schwer nachvollziehbar, insb. dann, wenn Hausverwaltungen, Contractoren oder Messdienstleister zwischengeschaltet sind. Gleichzeitig erschweren hohe Anschlussinvestitionen einen späteren Wechsel des Heizsystems und verstärken damit Lock-in-Effekte.

Auch für **Großabnehmer und Industrie** ist Fernwärme wirtschaftlich relevant. Unternehmen schätzen insb. Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit, geringe technische Komplexität und den Wegfall eigener Erzeugungsinfrastruktur. Preissteigerungen können jedoch unmittelbar auf die Wettbewerbsfähigkeit durchschlagen: Mehr als zwei Drittel der befragten Großkunden erwarten bei einer Erhöhung der Fernwärmepreise um 10 % Auswirkungen auf ihre eigenen Produktpreise; für rund zwei von fünf exportierenden Unternehmen ist Fernwärme auch für die internationale Wettbewerbsfähigkeit relevant. Gleichzeitig ist die Wärmenachfrage weitgehend **preisunelastisch**, weil Raum- und Prozesswärme nur begrenzt substituier- oder reduzierbar sind.

Für **soziale Härtefälle** zeigt die Untersuchung, dass diese von Fernwärmeunternehmen zwar vielfach durch Beratungsangebote, individuelle Zahlungslösungen und teilweise auch finanzielle Unterstützungsmaßnahmen adressiert werden, ein gesetzlich regulierter Sozialtarif oder regulierte Grundversorgungspreise jedoch seitens der Fernwärmeunternehmen überwiegend abgelehnt werden. Die primäre Verantwortung für die Definition und Unterstützung sozialer Härtefälle wird von den Unternehmen bei der öffentlichen Hand und sozialen Einrichtungen gesehen. Derzeit **fehlen insb. einheitliche und transparente Kriterien für die Identifikation sozialer Härtefälle sowie konkret definierte Maßnahmen zu deren Abfederung**. Zudem wäre es aus Sicht der Kundinnen und Kunden hilfreich, ihre Wärmekosten durch Verbrauchsreduktion eigenständig und wirksam beeinflussen zu können; hierzu zählen insb. verbrauchsabhängige Tarife und zielgerichtete Energieberatungsangebote.

Fernwärmetarife, -verträge und -kosten

Endkundinnen und Endkunden der Fernwärme sind mit vielfältigen **Wechselbarrieren** konfrontiert. So können sie bspw. nicht den Fernwärmeanbieter in ihrem Netz wechseln, da es sich beim jeweiligen Anbieter um einen Monopolisten handelt. Darüber hinaus ist der Wechsel zu anderen Heizformen durch diverse Aspekte erschwert (u. a. lange Mindestvertragslaufzeiten, hohe Gebühren beim Ausstieg). Sollte

der Endkunde im betreffenden Heizobjekt Mieter sein, kann er gar nicht selbstständig die Heizform ändern, da dies dem Eigentümer obliegt.

Die Schaffung eines Fernwärmeanschlusses ist auch für die Kundin bzw. den Kunden mit **erheblichen Kosten** verbunden, die sich meist nach der Leistungsfähigkeit des Anschlusses richten und nicht zwangsläufig kostendeckend für das Fernwärmeunternehmen sind. Fernwärmetarife sind i. d. R. dreigeteilt und bestehen aus verbrauchsunabhängigen Komponenten (Grund-/Leistungspreis und Messpreis) und einer verbrauchsabhängigen Komponente (Arbeitspreis). Meist basiert der Grund-/Leistungspreis auf der Leistungsfähigkeit des Anschlusses. Der Arbeitspreis hingegen wird allein durch den konkreten Verbrauch bestimmt und der Messpreis ist i. d. R. ein Fixpreis, der die Messkosten abdecken soll. Jedoch existieren keine gesetzlichen Vorgaben oder Definitionen, welche Kosten in welchen Preisbestandteil einzubeziehen sind, und finden sich in der Praxis daher auch unterschiedliche Varianten.

Im Zuge der starken Preisanpassungen im Jahr 2021 reagierten viele Fernwärmeunternehmen mit Änderungen ihrer Preisstrategie. Etwa drei Viertel der Endkundinnen und Endkunden konnten zumindest teilweise von Rabatten oder Arbeitspreisdeckeln profitieren. Für etwa **ein Fünftel** der Endkundinnen und Endkunden sind die Tarife durch behördlich erlassene Preisbescheide bestimmt. Preisbescheide sowie ihre Beilagen werden nicht veröffentlicht und sind der Öffentlichkeit nicht zugänglich. Häufig dient als Grundlage eines Preisbescheids ein Expertengutachten zur Ermittlung des gerechtfertigten Preises. Dabei wird sich an Gestehungskosten und am optimalen Einsatz der Produktionsfaktoren zur Preisermittlung orientiert.

In puncto **Verbraucherperspektive** ist festzuhalten, dass Endkundinnen und Endkunden mit einem Monopolisten konfrontiert sind und allein durch die Marktstruktur in einer schlechten Verhandlungssituation sind. Zwar besteht ein gewisses Maß an Verbraucherschutz, jedoch wird dieser durch undurchsichtige Zuständigkeiten und intransparente Abrechnungen effektiv vermindert. Die Gesetzeslage dazu ist selbst für Fachleute sehr komplex.

Häufig sind die Endkundinnen und Endkunden der Fernwärme mit sog. **Contractoren** konfrontiert, also mit Unternehmen, die zwischen ihnen und den Fernwärmeunternehmen agieren und bspw. die jährliche Abrechnung übernehmen. Die Situation wird dadurch für die Endkundinnen und Endkunden verkompliziert. Gerade bei großen Fernwärmeunternehmen ist das häufiger der Fall. Eine hohe Zahl der Beschwerden bezüglich Fernwärme bei der BWB steht in Zusammenhang mit Contractoren bzw. Messdienstleistern. Vertragsstrukturen sind komplex, Zuständigkeiten nicht eindeutig und es **existiert keine zentrale, verpflichtend anzurufende Schlichtungsstelle**, die sich auch mit Problemen in Zusammenhang mit Contractoren beschäftigt.

Marktergebnisse und Vergleichsanalyse

Die Durchschnittserlöse in der Fernwärmebranche lagen in den Jahren 2019 bis 2021 stabil zwischen 7 und 9 Cent/kWh. In den Jahren 2022 und 2023 stiegen sie um 4 bis 5 Cent/kWh. In den größten Versorgungsgebieten mit einer Trassenlänge von über 50 km, auf die rund 80 % der insgesamt entnommenen Wärmemenge entfallen, betrug der Anstieg etwas mehr als 5 Cent/kWh. Maßgeblich hierfür war der Anstieg der Arbeitspreise um 3 bis 5 Cent/kWh, während sich die Grundpreise lediglich um 0,5 bis 1 Cent/kWh erhöhten. Der Medianerlös entwickelte sich ähnlich, erhöhte sich 2022 und 2023 jedoch mit rund 3,5 bis 4,5 Cent/kWh jeweils um etwa 0,5 Cent/kWh weniger als der Durchschnittserlös.

Die **heterogene Struktur des Fernwärmesektors** spiegelt sich in den Marktergebnissen wider. **Die Streuung der Erlöse ist unabhängig von der Netzlänge teilweise beträchtlich.** Selbst zwischen Versorgungsgebieten mit vergleichbarer Netzlänge können sich für Haushalte mit identischem Wärmeverbrauch jährliche Kostenunterschiede von mehreren hundert Euro ergeben. In mehr als der Hälfte der Versorgungsgebiete mit Trassenlängen von über 50 km lassen sich regelmäßig zwei Versorgungsgebiete finden, zwischen denen sich bei Wohnungen mit einem Verbrauch von 7.500 kWh/Jahr Erlösunterschiede von mehr als EUR 90 im Jahr 2021 und mehr als EUR 480 im Jahr 2023 ergeben (jeweils inkl. MWSt.). Bei Einfamilienhäusern mit einem Verbrauch von 22.500 kWh/Jahr käme betragen die entsprechenden Unterschiede mehr als EUR 280 bzw. mehr als EUR 1.400 pro Jahr.

Die erklärungsbedürftige große Streuung der Erlöse lässt sich durch die ebenfalls hohe, teilweise sogar größere Streuung der Kosten plausibilisieren. Die Durchschnittskosten lagen in den Jahren 2019 bis 2021 zwischen 6,5 und 8,5 Cent/kWh. Im Durchschnitt stiegen die Kosten in den Jahren 2022 und 2023 um 4 bis 5 Cent/kWh. In den größten Versorgungsgebieten fiel der Anstieg bis 2023 mit etwas weniger als 5 Cent/kWh am höchsten aus. Der Median der Kosten erhöhte sich über denselben Zeitraum 3,5 bis 4,5 Cent/kWh. Zurückzuführen ist das auf eine beträchtliche Steigerung der Brennstoffkosten, die vor allem in den größten Versorgungsgebieten am stärksten wirkten.

Über die gesamte Fernwärmebranche zeigen sich keine auffälligen Entwicklungen der Gewinne/kWh oder Nettomargen (in % des Nettoumsatzes). Ein etwas differenziertes Bild zeigt sich im Jahr 2022, in dem sich bei Anwendung einer von der BWB gewählten Kostenkorrektur bei Einsatz von KWK-Anlagen ein stärkerer Sprung der Gewinne in Cent/kWh beobachten lässt, der jedoch geringer ist als die Mehrbelastung durch die proportionale MWSt. Über eine Mehrjahresbetrachtung zeigt sich, dass die Gewinnmargen 2022 bis 2024 gegenüber dem Zeitraum 2019 bis 2021 insgesamt gesunken sind.

Die Heterogenität des Fernwärmesektors spiegelt sich auch in der Gewinnsituation der befragten Unternehmen wider. Diese unterscheidet sich über den gesamten Beobachtungszeitraum beträchtlich und liegt bei einem Großteil der Unternehmen zwischen -5 und 5 Cent/kWh. Der Median liegt dabei in der Regel nahe 0 Cent/kWh. **Große bzw. bedeutende FWU weisen dabei tendenziell höhere Gewinnmargen auf.** Bei vielen FWU decken die laufenden Einnahmen zwar die zahlungswirksamen Kosten, reichen jedoch

derzeit – unter anderem aufgrund der noch frühen Ausbau- und Netzverdichtungsphase – nicht aus, um auch die planmäßigen Abschreibungen zu decken.

Die detaillierte Analyse der Versorgungsgebiete zeichnet ein **sehr differenziertes Bild**. Die Erlöse und Kosten weisen vielfach eine beträchtliche Streuung auf, sodass sich in jedem Jahr sowohl Versorgungsgebiete mit gestiegenen als auch mit gesunkenen Nettomargen finden. Die beiden Gruppen sind dabei vergleichbar groß. Zudem kehren sich die Entwicklungen zwischen aufeinanderfolgenden Jahren häufig um: Auf gestiegene Nettomargen folgen vielfach sinkende und auf gesunkene Nettomargen wieder steigende. Dies ist insbesondere auf die hohe Volatilität der Kosten zurückzuführen, die durch Preisgleitklauseln oder regulierte Höchstpreise nicht immer zeitgleich oder vollständig in den Erlösen abgebildet wird. **Entsprechend können die Gewinnmargen von Jahr zu Jahr erheblich schwanken.**

Insgesamt zeigt die Analyse **keine systematischen oder anhaltenden Gewinnsteigerungen** der FWU. Damit ergeben sich **zum Zeitpunkt des Abschlusses der Branchenuntersuchung keine Hinweise auf missbräuchliche Preiserhöhungen** in der österreichischen Fernwärmebranche, die sich nicht durch die Kostenstruktur der Versorgungsgebiete oder der jeweiligen FWU plausibilisieren lassen. Insbesondere finden sich keine Hinweise darauf, dass FWU das inflationäre Umfeld während der Krisenjahre 2022 und 2023 dazu genutzt haben, ihre Gewinnmargen nachhaltig zu erhöhen. Ein Preishöhenmissbrauch bzw. ein potenzieller Kartellrechtsverstoß kann dadurch jedoch nicht abschließend ausgeschlossen werden. Dies bedarf einer detaillierten Einzelfallprüfung im Rahmen eines kartellrechtlichen Verfahrens. Eine Branchenuntersuchung ist für die Detailprüfung einer Vielzahl strukturell unterschiedlicher Märkte nicht das geeignete Instrument.

3. Empfehlungen

Die Empfehlungen der BWB sind von dem Grundgedanken getragen, Wettbewerb in einem Sektor zu beleben, auf dem – abgesehen vom begrenzt wirksamen Systemwettbewerb – **kein Wettbewerb** herrscht. Zugleich zeigt sich: Wo strukturell bedingt kein echter Wettbewerb bestehen kann, reicht klassischer wettbewerbsrechtlicher Vollzug allein nicht aus, um **Marktversagen auszugleichen**. Um diesen Sektor fair, funktionsfähig und innovationsfreundlich zu gestalten, braucht es vielmehr ein breites Spektrum an wettbewerbsfördernden Maßnahmen.

Von den unten genannten Forderungen profitiert auch die kartellrechtliche Rechtsdurchsetzung, da ein klarer Rahmen Missstände deutlicher sichtbar und verfolgbar macht. Kernpunkt der Empfehlungen ist die Schaffung einer **bundesweit einheitlichen, strukturierten und konsistenten Rechtsgrundlage** für den Bereich Fernwärme.

Die Berücksichtigung wettbewerbslicher Grundsätze ist eine zentrale Voraussetzung für funktionsfähige Märkte, effiziente Ressourcennutzung und die nachhaltige Förderung des Gemeinwohls. Über die vorliegenden Empfehlungen hinaus sollten auch zukünftige regulatorische und gesetzgeberische Maßnahmen konsequent auf ihre wettbewerbslichen Auswirkungen im Sinne eines **Wettbewerbschecks** geprüft werden.

Im Einzelnen hat die BWB ihre Empfehlungen in drei Kategorien unterteilt: **Wettbewerb, Kontrolle und einheitliche rechtliche Rahmenbedingungen**. Konkret empfiehlt die BWB:

Wettbewerb

1. **Systemwettbewerb ermöglichen und Anschlusszwänge vermeiden:** Der Wettbewerb zwischen Fernwärme und anderen Wärmelösungen sollte gestärkt werden. Anschlusszwänge sind abzulehnen, auch indirekte bspw. über die Gestaltung von Förderinstrumenten. Statt regulatorischer Bevorzugung von Fernwärme als Modell sollte sie sich über wettbewerbsfähige Preise, Versorgungssicherheit und Klimaverträglichkeit gegenüber anderen Modellen durchsetzen.
2. **Wettbewerb bei fernwärmebezogenen Dienstleistungen stärken:** Dienstleistungen wie Ablese, Abrechnung und die Servicierung von Messgeräten sind normale Wettbewerbsmärkte (u. a. durch Contractoren erbracht). Aufgrund ihres relevanten Anteils an den Gesamtkosten für die Endnutzerinnen und Endnutzer von Fernwärme sollten diese Leistungen regelmäßig unter wettbewerbslichen Bedingungen ausgeschrieben werden, um Kostensenkungen für die Kundinnen und Kunden zu ermöglichen. Sollte sich auf diesem Weg kein wirksamer Wettbewerb einstellen bzw. keine angemessene Kostenentwicklung erreicht werden können, wäre als nachgelagerte Maßnahme eine Regulierung der Entgelte für Mess- und damit verbundene Dienstleistungen vorstellbar.

3. **Mehr Transparenz bei fernwärmebezogenen Dienstleistungen:** Dienstleistungen wie Ablesung, Abrechnung und die Servicierung von Messgeräten (u. a. durch Contractoren erbracht) müssen transparent gegenüber den Kundinnen und Kunden ausgewiesen werden. Bei den Vorschreibungen ist jedenfalls deren Höhe nachvollziehbar und offen darzulegen.
4. **Dritteinspeisung in Fernwärmenetze erleichtern und klar durch eine rasche Umsetzung der diesbezüglichen Bestimmungen in der RED III-RL regeln:** Der Zugang Dritter zu Fernwärmenetzen sollte durch klare, transparente und diskriminierungsfreie Regeln erleichtert werden, dies gilt insb. für die erstmalige Einspeisung industrieller und gewerblicher Abwärme. In der Standortpolitik für neue Industrieansiedlungen sollte die mögliche Nutzung und Einspeisung entstehender Abwärme in bestehende oder geplante Fernwärmenetze von Beginn an mitgedacht werden. Dabei sollten die in Art. 24 RED III (Richtlinie (EU) 2023/2413) vorgesehenen Größen-, Kapazitäts- sowie technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen bzw. Ablehnungsgründe angemessen berücksichtigt werden.

Kontrolle

5. **Zur Sicherung der Rechte von Endnutzerinnen und Endnutzern eine unabhängige sektorspezifische Schlichtungsstelle mit Hoheitsrechten einrichten:** Es soll eine Mitwirkungspflicht für alle Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette bis zur Ebene der Endverbraucherinnen und Endverbraucher geben. Dazu zählen auch Leistungen zur Abrechnung und Messung. Diese Stelle sollte auch die Bundesregierung zu Entwicklungen und Handlungsbedarf im Fernwärmesektor beraten können. Hierzu sind ausreichend Ressourcen zur Verfügung zu stellen.
6. **Zur Sicherstellung eines transparenten und diskriminierungsfreien Zugangs Dritter zu Fernwärmenetzen eine Schlichtungsstelle als Mediator beauftragen:** Die sektorspezifische Schlichtungsstelle sollte auch für Streitigkeiten über die Dritteinspeisung, insb. bei Streitigkeiten über den Anschluss, die Abnahme von Wärme bzw. Kälte und sonstige Fragen des Drittzugangs, zuständig sein. Erkenntnisse aus der Mediation sollen bei der Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen für den Drittzugang unterstützen.
7. **Reform und Neuausrichtung der öffentlich beauftragten Plattform www.waermepreise.at:** Die Plattform bringt in ihrer derzeitigen Ausgestaltung nicht den bei der Einrichtung angedachten Nutzen. Fernwärmeunternehmen erhalten zudem Anhaltspunkte über Preisdaten anderer Fernwärmeunternehmen, die sie ohne die Plattform so nicht bekämen. Kundinnen und Kunden können aus der Plattform selbst hingegen per se keinen Nutzen ziehen: Die auf der Plattform enthaltenen Daten sind sehr begrenzt vergleichbar und Kundinnen und Kunden können nicht zwischen verschiedenen Fernwärmeanbietern auswählen, da bei ihnen jeweils nur ein Anbieter verfügbar ist. Zukünftig sollte die Datenbank nur noch für die geforderte Schlichtungsstelle, energiepolitische Entscheidungsträger, Behörden sowie Wissenschaft zur Verfügung stehen und unter diesem

Gesichtspunkt neu aufgestellt werden. Eine konsequente Qualitätssicherung mit einer Schnittstelle für gemeldete Daten wäre notwendig. In der derzeitigen Form beinhaltet sie außerdem keine verlässlichen und vergleichbaren Daten.

- 8. Veröffentlichung der Preisbescheide (inkl. zugrundeliegender Gutachten) und Delegationsbescheide für die Lieferung von Fernwärme:** Preisbescheide werden derzeit weder einheitlich noch flächendeckend angewendet. Sie werden nicht öffentlich kundgemacht, nicht in allen Bundesländern erlassen und erfassen dort, wo sie bestehen, oftmals weder alle Fernwärmeunternehmen noch sämtliche von diesen angebotenen Tarifen. Auch gibt es keine bundesweit einheitliche und konsequente Anwendung des Preisrechts im Fernwärmebereich. Vor diesem Hintergrund wird eine weitgehende Transparenz im Bereich Preisbescheide empfohlen. Bei der Veröffentlichung ist auf Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse sowie vertrauliche Daten unter Beachtung der datenschutzrechtlichen Vorgaben angemessen Rücksicht zu nehmen.
- 9. Folgekosten durch Netzerweiterungen transparent machen:** Dem zuständigen Bundesminister bzw. Bundesministerin sollen regelmäßig einheitlich definierte Kostenbestandteile durch die Fernwärmeunternehmen übermittelt werden. Hierzu kann § 4 PreisG als Vorbild dienen. Insb. sollte die Umlegung der Kosten von Netzerweiterungen auf die Endnutzerinnen und -nutzer analysiert werden. Daher sind Netzkosten sachlich nachvollziehbar von sonstigen Kosten und Margen abzugrenzen. Die Veröffentlichung der Ergebnisse soll in aggregierter Form erfolgen.

Einheitliche rechtliche Rahmenbedingungen

- 10. Einheitlicher und vereinfachter Rechtsrahmen für den Fernwärmesektor:** Ein einheitlicher Rechtsakt schafft Rechtssicherheit, definiert Rechte und Pflichten und vereinfacht die Durchsetzung in einem Sektor, in welchem insb. Verbraucherinnen und Verbraucher mit einer zersplitterten und komplexen Rechtslage konfrontiert sind.
- 11. Bei Preisänderungen auf unabhängige Indizes zurückgreifen:** Dabei sollten jeweils nur wenige Indizes zum Einsatz kommen, die zu einem gewissen Stichjahr die tatsächliche Kostenentwicklung möglichst gut repräsentieren. Es sollen Indizes verwendet werden, die von einer unabhängigen Stelle berechnet und veröffentlicht werden. Die Beauftragung neuer Indizes soll geprüft werden. Die Preisentwicklung wird so nachvollziehbarer.
- 12. Hohen Anteil variabler Preisbestandteile sicherstellen:** Ein hoher verbrauchsabhängiger Anteil am Fernwärmepreis stellt sicher, dass sich Verbrauchsänderungen stärker in den Wärmekosten niederschlagen und wirksame Anreize für Energieeinsparungen bestehen. Jedenfalls soll der Grundpreis nicht zur Deckung von variablen Kosten herangezogen werden.

13. Einheitliche Mindestrechte schaffen: Anlehnungen dazu können aus dem Strom- und Gassektor genommen werden, dies umfasst bspw. die Bereiche Ratenzahlungsvereinbarungen, Mahnwesen oder geregelte Abschaltungen. Die Mindeststandards sollen insb. Verbraucherschutz und Rechtssicherheit stärken. Einheitliche Mindestrechte sind gerade dort relevant, wo Verbraucherinnen und Verbraucher aufgrund fehlender oder eingeschränkter Wechselemöglichkeiten einem einzelnen Anbieter gegenüberstehen.

14. Einheitliche Mindestangaben für Tarifblätter, Wärmeverträge und Rechnungen sowie Vorschriften analog zu Strom und Gas für alle Stufen bis zu den Kundinnen und Kunden: Da Verbraucherinnen und Verbraucher Fernwärmeunternehmen auf einem strukturell monopolisierten Sektor ohne volle Transparenz gegenüberstehen, sind Mindestangaben notwendig. Auch wenn solche Maßnahmen keine strukturellen Marktungleichgewichte und Abhängigkeiten beseitigen können, können sie zu mehr Kontrolle, Ausgewogenheit und einer vereinfachten Rechtsdurchsetzung beitragen.

4. Einleitung

4.1. Anlass und Hintergrund der Branchenuntersuchung

Rund ein Drittel der privaten Haushalte in Österreich wird heute mit Fernwärme versorgt. Damit ist Fernwärme noch vor Erdgas, Pellets oder Wärmepumpen das wichtigste primäre Heizsystem in den heimischen Haushalten. Fernwärme stellt keine neuartige Form der Wärmebereitstellung dar, sondern wird in Österreich bereits seit den 1950er-Jahren eingesetzt. Seither hat ihre Bedeutung kontinuierlich zugenommen und auch für die **Zukunft ist eine weitere Verdichtung** des bestehenden Fernwärmenetzes und Ausweitung der Netzinfrastruktur geplant. So prognostiziert der Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW) ein Netzwachstum seiner Mitglieder innerhalb der nächsten zehn Jahre von rund 20 %.¹

Der Bedeutungszuwachs von Fernwärme ist auch im Kontext der politisch als Zielsetzung definierten Energiewende zu sehen. Im aktuellen Regierungsprogramm 2025-2029 wird die Stärkung der Fernwärme als prioritäre Wärmeversorgungsform hervorgehoben. Diese **politische Zielsetzung** ist eng verbunden mit dem geplanten Aus- und Umstieg aus fossilen Energieträgern, insb. Erdgas. In der Folge kann dies aber auch bedeuten, dass zahlreiche Verbraucherinnen und Verbraucher vom liberalisierten und regulierten Wettbewerbsmarkt „Gas“ in den bislang weitgehend **unregulierten Fernwärmesektor** übergeleitet werden.

Insb. Kundinnen und Kunden in Ballungsräumen mit bestehenden Gasnetzen werden betroffen sein. An der Wiener Wärmeversorgung zeigen sich beispielhaft die Dimensionen, um die es hier geht: Im Jahr 2023/2024 war **Erdgas** das zweitwichtigste primäre Heizsystem für private Haushalte. Daraus erkennt man die **hohe Abhängigkeit**, vor allem wenn man bedenkt, dass darin das Erdgas, welches als Brennstoff bei der Fernwärmeerzeugung verwendet wird, nicht hinzugerechnet wird. Konkret wird Erdgas in über 416 000 der Wiener Haushalte bzw. 43 % als primäres Heizsystem verwendet. Das einzige weiter verbreitete primäre Heizsystem bei den Wiener Haushalten war Fernwärme mit einem Anteil von 47 % oder über 453 000 Haushalten. Andere Heizarten wie Strom (6 %), Solar, Wärmepumpen (2 %), Heizöl, Holz, Hackschnittel, Pellets oder Holzbriketts haben in Wien kaum Bedeutung.

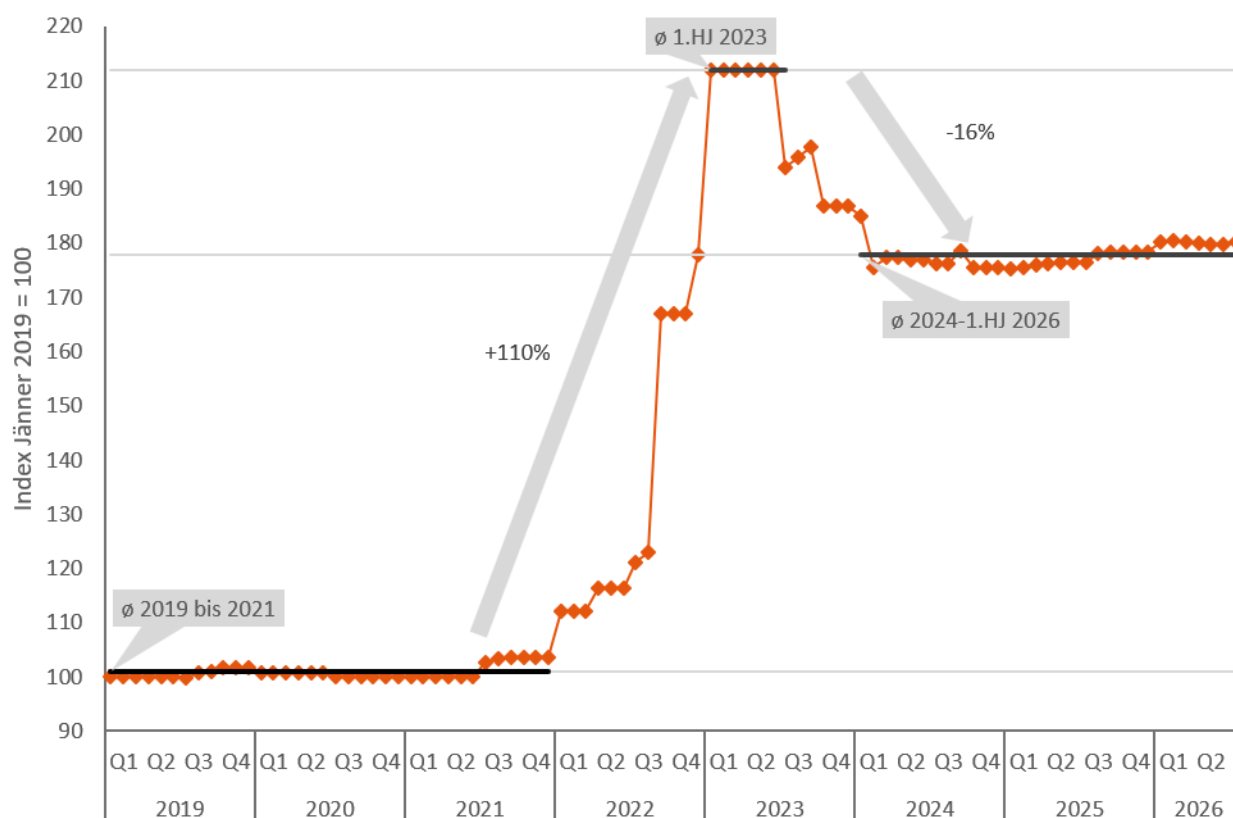
Der **Fernwärmesektor unterscheidet sich grundlegend von anderen Energiemärkten**. Den meist **vertikal integrierten Fernwärmeversorgern** kommt eine besondere, **monopolartige Marktstellung** zu. Den an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Kundinnen und Kunden stehen **alternative Wärmeversorgungsoptionen** meist nur **sehr eingeschränkt** oder gar nicht zur Verfügung. Häufig besteht – insb. für Mieterinnen und Mieter, aber auch für viele Wohnungseigentümer – faktisch keinerlei Wahlmöglichkeit zwischen unterschiedlichen Versorgungsformen. In Märkten mit natürlichen Monopolen ist eine ordnungspolitische

¹ <https://www.fgw.at/media/pages/service/zahlenspiegel-25/7c13e9b57e-1767073027/zasp2025.pdf>.

Steuerung über Wettbewerb nur sehr eingeschränkt möglich. Die üblicherweise mit Wettbewerb verbundenen positiven Effekte – insb. im Hinblick auf Versorgungssicherheit, Effizienz und verbraucherorientierte Qualitätsverbesserungen – können sich kaum entfalten. Dieser Umstand spiegelt sich auch in den der BWB von **Fernwärmekundinnen und -kunden übermittelten Beschwerden** wider, die zu unterschiedlichen Themen an die BWB herangetragen wurden. Innerhalb ihrer Wettbewerbslinse sieht sich die BWB daher auch die Verbraucherperspektive genau an.

Nach Jahren relativer Stabilität, und damit einer Entwicklung unter der Inflationsrate, **stiegen die Fernwärmepreise ab 2022 in Österreich systematisch** an (Abbildung 1). Mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine erhöhten sich die Fernwärmepreise im Jahr 2022 drastisch und erreichten im ersten Quartal 2023 ihren Höhepunkt, womit sich die Fernwärmepreise gegenüber dem Vorkrisenniveau mehr als verdoppelten, wie der Index der Statistik Austria unten zeigt. Dieses hohe Niveau blieb bis etwa zur Jahresmitte 2023 bestehen, bevor die Preise wieder langsam sanken. Aber auch die ab der zweiten Jahreshälfte 2024 startende temporäre Beruhigung glich die ursprünglichen Preisanstiege nicht aus, sondern die Preise verharrten auf hohem Niveau und liegen damit weiterhin rund drei Viertel über dem Preisniveau der Jahre 199 bis 2021.

Abbildung 1: Fernwärmepreis von Jänner 2019 bis Juli 2026



Quelle: IHS-Preismonitor mit VPI-Daten laut Statistik Austria.

Methodische Anmerkung: Mit der Umstellung von ECOICOP Version 1 auf 2 änderten sich auch die ÖCOICOP, womit die Zeitreihe „Fernwärme“ zu „Andere Energieträger zum Heizen und Kühlen“ umbenannt wurde, wobei die überlappenden Veränderungsdaten annähernd ident sind. Die Zeitreihe korreliert ebenfalls fast perfekt mit der kürzeren Zeitreihe „Fernheizung Gesamtkosten“, abrufbar über den IHS-Preismonitor. Zur Darstellung einer längeren Entwicklung wurde

daher die kombinierte Zeitreihe „Fernwärme“ und „Andere Energieträger zum Heizen und Kühlen“ herangezogen und zur einfacheren Lesbarkeit als „Fernwärmepreis“ bezeichnet.

Daraus ergibt sich ein **unmittelbarer Reformdruck**, wobei auch die Rahmenbedingungen für Fernwärme nachhaltig weiterentwickelt werden müssen.

Als ersten Schritt hat es den Gesetzgeber bereits dazu bewogen, im Juni 2024 das **Bundesgesetz zur Abmilderung von Krisenfolgen und zur Verbesserung der Marktbedingungen im Falle von marktbeherrschenden Energieversorgern („Sondergesetz Energie“)** zu erlassen², das auch den Fernwärmesektor umfasst und Preissmissbrauch verhindern soll.³ Die Bundesregierung hat sich in ihrem Vortrag an den Ministerrat am 18.11.2025 auf eine frühzeitige Verlängerung bis 31. Dezember 2031 zur Stärkung der wettbewerbsbehördlichen Durchsetzung des Missbrauchsverbots für den Energiesektor geeinigt.

4.2. Beschwerdefälle im Bereich Fernwärme

Die BWB erhielt bereits vor Ankündigung der Branchenuntersuchung **regelmäßig Beschwerden zum Fernwärmesektor**. Im Untersuchungszeitraum gab es eine Vielzahl an Beschwerden, die die BWB erreichten und die Fernwärme betrafen. Der Sektor sticht unter den bei der BWB eingehenden Beschwerden hervor.

Die Eingaben betreffen insb. folgende Themenbereiche:

1. **Hohe Preise oder Preisbestandteile** (z. B. Messpreis)
2. **Vorschreibungen, hohe Guthaben oder hohe Nachzahlungen**
3. **Preisanpassungsklauseln**
4. **Sonstige Beschwerdethemen**

Nachfolgend finden sich plakative Beispiele zu den oben angeführten Themen.

Moniert wurde bspw., dass der zugesagte niedrige Wärmepreis nach der Umstellung von Gas auf Fernwärme in den Jahren 2022 und 2023 förmlich explodierte. Ein anderer Beschwerdeführer merkte an, dass die Tochtergesellschaft einer Landesenergieversorgerin nicht vom Preisbescheid umfasst sei und weit höhere Preise fordere als die Muttergesellschaft. In vielen Fällen betrafen die Beschwerden Preisanstiege im hohen zweistelligen Prozentbereich. Weiters wurde Erstaunen darüber geäußert, dass die eigenen zu zahlenden Fernwärmepreise bis zu 100 % über Fernwärmepreisen von Nachbargemeinden lagen.

Ein sehr häufig adressiertes Problem stellen **Vorschreibungen** dar. Viele Menschen können die von Fernwärmeunternehmen festgesetzten monatlichen Beträge nicht nachvollziehen. Bemerkenswert ist jedoch,

² BGBl I Nr 73/2024.

³ <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVIII/I/303>.

dass sowohl Beschwerden über zu hohe Vorschreibungen und dadurch hohe Guthaben am Ende der Saison vorliegen als auch Eingaben über hohe Nachzahlungen (als Folge von zu niedrigen Vorschreibungen). Zahlreiche Personen übermittelten Rechnungen und Zahlungsaufforderungen zu Nachzahlungen über teilweise zwei- bis dreitausend Euro für ein (!) Abrechnungsjahr. Diese Beschwerden beziehen sich i. d. R. auf die Phase der Energiekrise ab dem Jahr 2022. Aufgrund der durch Indexanpassungen bedingten verzögerten Preisfortschreibungen wirkt sich diese Phase in manchen Fernwärmerechnungen noch bis in das Abrechnungsjahr 2024 hinein aus.

Ein eher kleinerer Teil der Beschwerdeführerinnen und -führer befasste sich im Detail mit den **Preis Anpassungsklauseln** der Wärmelieferungsverträge. So gab es Fälle, in denen bei einer Wärmeerzeugung, die überwiegend aus Biomasse und weniger als 10 % aus Gas gewonnen wurde, der COICOP 4.5 („Strom, Gas und andere Brennstoffe“) herangezogen wurde. Einige Personen hatten erhebliche Mühe, die Preis Anpassungsklauseln zu verstehen, da diese regelmäßig aus Abkürzungen bestehen und oftmals die Indexanstiege nicht verständlich offengelegt werden, sondern nur das Ergebnis in Prozent angeführt wird. Eine Beschwerdeführerin legte den Fokus auf den Energieholzindex („EHI“), welcher durch mehrere Landwirtschaftskammern veröffentlicht wird und in Biomasse-/Biowärme-Indizes als Subindex enthalten ist.

In einigen Beschwerden wurde die **Intransparenz** der Rechnungen thematisiert, wodurch die Kostenbestandteile oder die Zusammensetzung und Kalkulation der Endpreise nicht nachvollzogen werden konnten. Vereinzelte Beschwerden richteten sich gegen Preisbescheide, fehlende Kontrollen der Preise oder die schwierige Erreichbarkeit von Ableseunternehmen und deren hohe Messpreise. Viele Personen gaben – im Zuge ihrer oben ausgeführten Beschwerden – nebenbei an, dass sie sich durch das Monopol des jeweiligen Fernwärmeanbieters, aber auch der Ablesefirmen „ausgeliefert“ fühlen und eine (strengere) Reglementierung und Kontrolle wünschen. In fast allen Beschwerden wurde angemerkt, dass keine Wechselmöglichkeit des Fernwärmelieferanten besteht.

Die Vielzahl an Beschwerden belegt für die BWB die **Notwendigkeit einer umfassenden und objektiven Untersuchung der Branche** sowie als Ergebnis dieser Untersuchung die empfohlenen Maßnahmenpakete im entsprechenden Abschnitt des vorliegenden Berichts. Ohne geeignete Maßnahmen ist eine Verbesserung der Situation nicht zu erwarten, da im Fernwärmesektor aufgrund des fehlenden Wettbewerbs kein korrigierender Marktausgleich stattfindet.

4.3. Fernwärme im Regierungsprogramm

Im **Regierungsprogramm 2025-2029** („Regierungsprogramm“) finden sich **keine expliziten Maßnahmen** zum Einziehen wettbewerblicher Leitplanken oder zur Regulierung der monopolisierten Fernwärmenetze, sofern man dies nicht in einen „**Energie-Krisenmechanismus**“ für **Strom, Gas und Wärme** hineinliest. Soweit aus den seit dem 3. März 2025 veröffentlichten Ministerratsvorträgen der Bundesregierung Stocker ersichtlich, findet sich der Begriff „Fernwärme“ im Zusammenhang mit dem 31. Ministerrat vom 18. November 2025: „Stärkung der Bundeswettbewerbsbehörde zur Aufdeckung von Marktmachtmissbrauch im Bereich Strom, Gas und Fernwärme.“ Darüber hinaus findet sich im Ministerratsvortrag 20/13

der Begriff „leitungsgebundene Wärme“ im Zusammenhang mit der Ausarbeitung eines nationalen Energiekrisenmechanismus, der „Strom, Gas und leitungsgebundene Wärme“ umfassen soll.⁴ Im Regierungsprogramm findet sich die Fernwärme implizit als Teil der Transformationsstrategie bei der Wärmeplanung, da ein Ausstieg aus dem regulierten leitungsgebundenen Gas für viele Kundinnen und Kunden einen Einstieg in die unregulierte Fernwärme bedeuten kann. Folgende Punkte aus dem Regierungsprogramm sind daher zu nennen:

- *Abgestimmter Erneuerbarer-Energie-Ausbau*
 - *Darüber hinaus gilt es auch, die **Transformation des Wärmesektors** sowohl bei Gebäuden (z. B. Biomasse, Solarthermie, Geothermie, Umgebungswärme, Abwärme) als auch bei Produktionsprozessen voranzutreiben. Dazu muss der **Umstieg auf erneuerbare Energieträger** weiterhin forciert werden (Regierungsprogramm, Seite 55)*
- *Die Bundesregierung schafft die regulatorischen Rahmenbedingungen für eine kosteneffiziente Gestaltung von **Aus- sowie Umstieg aus fossilem Gas in der Raumwärme**, um die Treibhausgasemissionen im Gebäudebereich auf null zu bekommen. (Regierungsprogramm Seite 154)*
- *Koordinierte, vorausschauende **Stilllegungspläne für Teile des Gasnetzes** in Umsetzung des Gaspaketes.*
 - *Erarbeitung von Stilllegungsgebieten und Stilllegungsplänen in **Abstimmung mit lokaler Wärmeplanung** ohne physische Rückbauverpflichtung. (Regierungsprogramm, Seite 54)*
 - *Es braucht Rahmenbedingungen für eine kosteneffiziente Gestaltung von **Aus- sowie Umstieg aus fossilem Gas in der Raumwärme** (Regierungsprogramm, Seite 55)*
- *In Abstimmung mit den Gebietskörperschaften soll die **kommunale Wärmeplanung (z. B. Ausbau Fernwärme)** vorausschauend und transparent gestaltet werden, damit Investitionsentscheidungen getroffen werden können. (Regierungsprogramm, Seite 59)*
- *Entwicklung eines „**Energie-Krisenmechanismus**“ für **Strom, Gas und Wärme**, um im Bedarfsfall leistbare und wettbewerbsfähige Strom- und Gaspreise auf Basis der europäischen Rechtslage sicherzustellen. Preisänderungen im Krisenfall sind möglich, müssen aber begründet werden. (Regierungsprogramm, Seite 55)*

Richtig ist, Fernwärme ist nur eine von mehreren Möglichkeiten, den Bedarf an Raumwärme zu decken. Es ist aber zu erwarten, dass Fernwärme beim **Aus- sowie Umstieg aus Gas** eine gewichtige Rolle spielen kann. An der Stelle sei zudem angemerkt, dass in der Fernwärmeerzeugung Gas aktuell der meistgenutzte Brennstoff bei den befragten Unternehmen war. Die Kombination aus **kommunaler Wärmeplanung** und **im kommunalen Eigentum stehenden Fernwärmeunternehmen** könnte zudem die Platzierung der Fernwärme weiter unterstützen. Weiters setzt die **Ausgestaltung von Förderungen** Anreize.

⁴ <https://www.bundestkanzleramt.gv.at/medien/ministerraete/ministerraete-seit-maerz-2025.html>.

Ein zu erwartender **Umstieg vieler Betroffener aus dem regulierten Gas in die unregulierte Fernwärme** ist aus der wettbewerblichen Sicht nicht unkritisch. **Die Empfehlungen der BWB stellen daher auch darauf ab, mögliche negative Effekte beim Wechsel auszugleichen, indem wettbewerbliche Leitplanken eingezogen werden.**

4.4. Zielsetzung der Branchenuntersuchung

Im Rahmen von Branchenuntersuchungen kann die BWB die wettbewerblichen Rahmenbedingungen sowohl in juristischer als auch ökonomischer Hinsicht evaluieren, um Erkenntnisse über die konkrete Branche und deren Marktgegebenheiten zu erlangen. Dabei kann die BWB mit der Branchenuntersuchung mögliche Wettbewerbsprobleme und Missbrauchspotenzial identifizieren und auch Praktiken in den Fokus nehmen, die sich potenziell negativ auf den Wettbewerb und letztlich auf die Verbraucherinnen und Verbraucher auswirken. Aus den Erkenntnissen werden Empfehlungen abgeleitet. Ergebnisse einer Branchenuntersuchung können auch Hinweise zur Einleitung konkreter Verfahren geben, wie jüngst bei der Branchenuntersuchung Online-Plattformen für die Lieferung von Speisen.⁵

Das Ziel der vorliegenden Branchenuntersuchung ist es, eine fundierte Übersicht über die Situation des österreichischen Fernwärmesektors zu schaffen und ein Preisbild des Fernwärmesektors herzustellen. Dabei liegt der Fokus der Untersuchung auf den Fernwärmeunternehmen, da vom Fernwärmenetz die Monopolwirkung gegenüber den Geschäfts- und Privatkunden ausgeht. Die BWB untersucht den Sektor ausschließlich aus wettbewerblicher Sicht; weitergehende Policy-Erwägungen, etwa energiepolitischer Natur, sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

4.5. Stakeholdergespräche, Auskunftsverlangen und Daten

Am **20.08.2024** startete die BWB die Branchenuntersuchung im Fernwärmesektor in Österreich. Die Branchenuntersuchung stützt sich auf Gespräche mit Stakeholdern, Auskunftsverlangen, Unternehmensdaten, wissenschaftliche Literatur sowie einschlägige Publikationen.

Nach ersten Überlegungen zur Konzeption der Branchenuntersuchung führte die BWB Gespräche mit diversen Stakeholdern. Hierbei wurden das vorläufige Konzept, die Hintergründe für die Branchenuntersuchung, erste generelle Fragestellungen sowie mögliche Ziele erörtert. Aus diesen Gesprächen ergaben sich nützliche und zweckdienliche Anmerkungen bzw. Hinweise für die weiteren Schritte.

Rückmeldungen zu den Empfehlungen im Abschlussbericht wurden aufgrund der Komplexität des Fernwärmesektors in mehreren Gesprächsrunden von Branchenvertretern (darunter Fernwärmeunternehmen unterschiedlicher Größe) und Verbraucherschützerinnen und -schützern eingeholt.

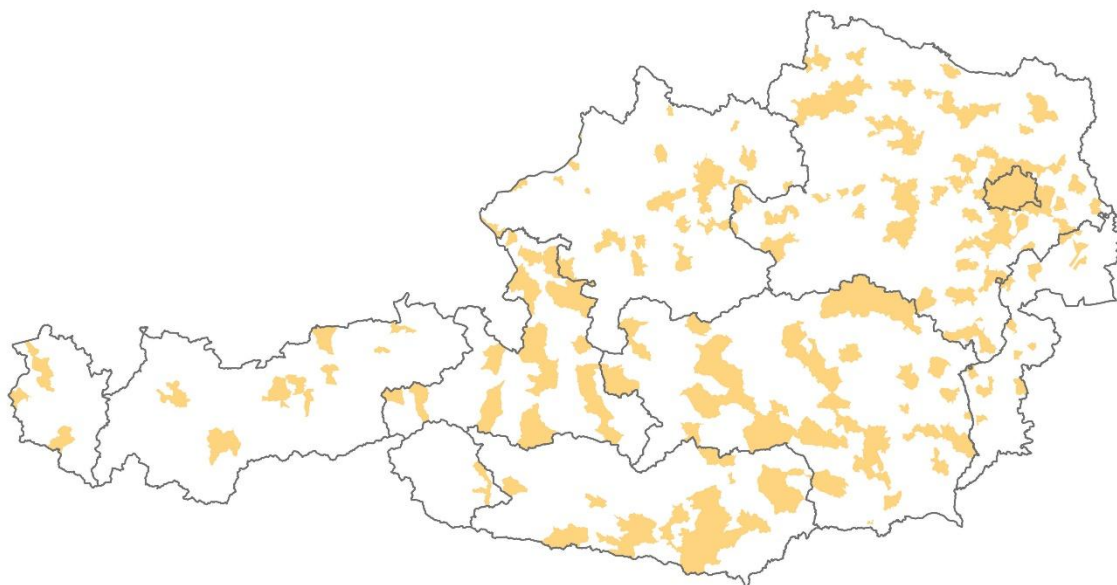
⁵ Abrufbar unter: https://www.bwb.gv.at/fileadmin/user_upload/Endbericht_13_08_2026_Clean_Version_Barrierefrei.pdf.

Grundlage der Ergebnisse der Untersuchung sind insb. die Antworten auf die Auskunftsverlangen an Fernwärmeunternehmen, Kundinnen und Kunden und Einspeiser. Insgesamt versendete die BWB in sieben Runden Auskunftsverlangen an verschiedene Unternehmen, erhob Daten von insgesamt 37 Fernwärmeversorgungsunternehmen und befragte darüber hinaus 49 Wärmeeinspeiser sowie 151 Industriekundinnen und -kunden.

Um den administrativen Aufwand bei der Befragung zu fokussieren, wurden die Fernwärmeunternehmen nach ihrer Bedeutung für die Kundinnen und Kunden ausgewählt. Relevant war, dass ein Fernwärmeunternehmen auf www.waermepreise.at mit zumindest einem Tarif für eine größere Gemeinde gelistet sein musste und eine höhere Bilanzsumme aufwies (sofern durch öffentliche Quellen verifizierbar). Letzteres Kriterium sollte zur Entlastung kleiner Unternehmen beitragen. Das Kriterium „Gemeindegröße“ wurde mit dem Auskunftsverlangen im September 2025 heruntergesetzt, um relevante Fragen um die Sichtweisen kleinerer Fernwärmeunternehmen zu ergänzen.

Die so erhaltenen Antworten tragen maßgeblich zur Untersuchung der BWB bei. Zusätzlich zu den Auskunftsverlangen erfolgten punktuelle Nachfragen und Gespräche. Irrelevant war dabei, ob ein befragtes Unternehmen eines oder mehrere Fernwärmenetze betreibt. Abbildung 2 zeigt, in welchen Gemeinden (nach Gemeindekennziffer) die abgefragten Fernwärmenetze liegen.

Abbildung 2: Gemeinden mit abgefragten Fernwärmenetzen



Quelle: Eigene Darstellung.

Der Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen (FGW), welcher die bedeutendsten Fernwärmeunternehmen vertritt, kommt nach eigener Darstellung auf eine Netzlänge von 6.200 km seiner Mitglieder im Jahr 2024. Die von der BWB befragten Fernwärmeunternehmen gaben eine Netzlänge von 6.570 km an, da die BWB auch einige kleinere Fernwärmeunternehmen in ihren Daten hat, welche

nicht Mitglieder der FGW sind. Die Energiebilanz der Statistik Austria kommt im Jahr 2024 auf eine Fernwärmeproduktion von 22,64 Mrd kWh. **Die von der BWB befragten Fernwärmeunternehmen gaben eine eingespeiste Wärme von 17,01 Mrd kWh (75 % der Produktion laut Statistik Austria) an.**

Im Detail ergingen folgende Auskunftsverlangen:

Auskunftsverlangen	Adressaten	Wichtigste Inhalte
Dezember 2024	27 FWU	Datenabfrage für den Zeitraum von 2018/19 bis 2024 zu: • Netzgebieten (Netzlänge, Anschlüsse, Wärmeeinspeisungsanlagen (Technologie, Brennstoffeinsatz, Produktion, Einspeisung etc.)) • Tarifen je Netzgebiet (Tarifbezeichnung, entnommene Wärme, Nettoumsätze etc.) • Preisänderungen je Tarif • Kosten je Netzgebiet (eingespeiste Wärme, Netzverluste, Gesamtkosten, Brennstoffkosten, Abschreibungen, sonstige Kosten) Ergänzende Fragen zur Marktsituation, zu Preisbildung und Preisbescheiden etc.
Juli 2025	49 Wärmeeinspeiser	Fragen zu den Gründen, Zielen, technischen Voraussetzungen, Hindernissen und Herausforderungen sowie zur wirtschaftlichen Bedeutung der Wärmeeinspeisung
Juli 2025	151 Industriekunden	Fragen zu Unternehmenskennzahlen, zur Bedeutung der Fernwärmekosten allgemein, für die Produktpreise und die internationale Wettbewerbsfähigkeit
August 2025	27 FWU	• Detailliertere Aufschlüsselung der Kosten • Berechnung der Kosten bei Einsatz von KWK-Anlagen nach Marktwert- und Verteilungsrechnung • Fragen zu staatlichen Förderungen
September 2025	11 weitere FWU	Wichtigste Inhalte aus den Auskunftsverlangen Dezember 2024 und August 2026, siehe oben
Oktober 2025	37 FWU ⁶	Fragen zu Entlastungsmaßnahmen für soziale Härtefälle und Kunden wegen stark steigender Fernwärmepreise
Mai 2026	37 FWU	• Fragen zu Netzverlusten und Reduktionspotenzial • Rückfragen zu auffälligen Kostenentwicklungen • Möglichkeit zur Stellungnahme zu den von der BWB verwendeten Erfolgskennzahlen

⁶ Im September 2025 wurde ein FWU ein zweites Mal befragt, um Daten zu einem Tochterunternehmen abzufragen, die im Auskunftsverlangen August 2025 noch nicht ersucht wurden. Aus diesem Grund wurden nicht 38, sondern insgesamt 37 FWU befragt.

5. Rechtsrahmen

Anders als bei alternativen Energiequellen existiert für Fernwärme aktuell **kein einheitlicher Regelungsakt**⁷ – weder auf Unionsebene noch auf innerstaatlicher Ebene. Vielmehr finden sich die relevanten Regelungen zur Fernwärme in einer Vielzahl von Rechtsakten, wovon die wesentlichsten im Folgenden überblicksmäßig dargestellt werden. Auf einzelne Regelungen wird ergänzend an den entsprechenden Stellen im Bericht Bezug genommen. Überblicksmäßig bestehen folgende Grundpfeiler, die den Rechtsrahmen für die Fernwärme definieren:

- **Unionsrechtliche Vorgaben:** geben einen Rahmen für nationale Regelungen vor; insb. im Bereich Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Verbraucherschutz;
- **Bundesgesetzliche Ebene:** insb. ABGB⁸, KSchG⁹, HeizKG¹⁰, EWG¹¹, GewO¹², KartG¹³ inkl. Sondergesetz für Energie¹⁴; regeln Vertragsverhältnisse, Preise, Abrechnungen und Wärmeversorgung; ergänzt durch MRG¹⁵, WEG¹⁶ oder WGG¹⁷; regeln, wer überhaupt beschließen darf und wer die Kosten trägt;
- **Landesgesetzliche Ebene:** Bau- und Raumordnungsgesetze, Energie- und Klimarecht; regeln etwaige Anschlussverpflichtungen, definieren Fernwärmegebiete und Genehmigungen;
- **Gemeinderechtliche Ebene:** Flächenwidmung, Bebauungsplanung, Verordnungen; weisen z. B. konkrete Fernwärme-/Vorranggebiete aus.

Bereits aus dieser beispielhaften Auflistung wird deutlich, wie komplex der Bereich der Fernwärme aus rechtlicher Sicht ist und wie viele Ebenen hier ineinandergreifen. Wie unten noch wiederholt dargestellt werden wird, erhöht sich die Komplexität zudem weiter, wenn mehrere Parteien in einer **Kette von Verträgen** miteinander verbunden sind. Dies ist etwa der Fall, wenn das Fernwärmeunternehmen nicht direkt mit den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern kontrahiert, sondern bspw. Wohnungseigentümergeinschaft und Contractoren zwischengeschaltet werden.

⁷ In der Literatur wird mitunter von einem „weißen Fleck“ innerhalb des Energierechts gesprochen, vgl. *Wagner*, Die Regulierung der Fernwärme unter besonderer Berücksichtigung der Wärmeplanung und behördlicher Preisbestimmung, ÖZW 2024, 48 unter Verweis auf einschlägige energierechtliche Literatur.

⁸ Allgemeines Bürgerliches Gesetzbuch, JGS Nr. 946/1811 i. d. F. BGBl. I Nr. 61/2026.

⁹ Konsumentenschutzgesetz, BGBl. Nr. 140/1979 i. d. F. BGBl. I Nr. 60/2026.

¹⁰ Heiz- und Kältekostenabrechnungsgesetz, BGBl. Nr. 827/1992 i. d. F. BGBl. I Nr. 22/2023.

¹¹ Erneuerbare-Wärme-Gesetz, BGBl. I Nr. 8/2024.

¹² Gewerbeordnung, BGBl. Nr. 194/1994 i. d. F. BGBl. I Nr. 33/2026.

¹³ Kartellgesetz, BGBl. I Nr. 61/2005 i. d. F. BGBl. I Nr. 20/2026.

¹⁴ Bundesgesetz zur Abmilderung von Krisenfolgen und zur Verbesserung der Marktbedingungen im Falle von marktbeherrschenden Energieversorgern, BGBl. I Nr. 73/2024.

¹⁵ Mietrechtsgesetz, BGBl. Nr. 520/1981 i. d. F. BGBl. I Nr. 114/2025.

¹⁶ Wohnungseigentumsgesetz, BGBl. I Nr. 70/2002 i. d. F. BGBl. I Nr. 92/2024.

¹⁷ Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz, BGBl. Nr. 139/1979 i. d. F. BGBl. Nr. 12/2025.

Relative Einigkeit scheint indes bei der **Definition** der Begrifflichkeiten zu herrschen. So definiert etwa die Erneuerbare-Energien-RL aus 2018 („RED II“)¹⁸ Fernwärme als „*Verteilung thermischer Energie in Form von Dampf [oder] heißem Wasser [...] von zentralen oder dezentralen Produktionsquellen über ein Netz an mehrere Gebäude oder Anlagen zur Nutzung von Raum- oder Prozesswärme*“ (Art. 2 Z 19 RED II). Diese Definition findet sich wortgleich auch in den nationalen Rechtsvorschriften wie z. B. dem EWG¹⁹ oder dem WKLG²⁰. Eine allgemeingültige Definition, die Fernwärme von Nahwärme abgrenzt, gibt es indes nicht. Eine gewisse Negativabgrenzung ergibt sich aus der Definition für Fernwärme, demnach wäre Nahwärme nicht für den Fremdverkauf, sondern überwiegend für den Eigengebrauch einer Wohnanlage bestimmt und oft nur auf einer Liegenschaft zu finden. In verschiedenen Gesetzen (wie Bauordnungen) oder Verordnungen werden die Begriffe bisweilen nebeneinander und häufig auch wechselweise verwendet, um bspw. kommunale oder ökologische Aspekte herauszustreichen. Eine eindeutige Abgrenzung der Begriffe wird damit erschwert. Einigkeit scheint nur darüber zu bestehen, dass bei Nahwärme das Einzugsgebiet und die Anzahl der Verbraucherinnen und Verbraucher geringer sind.²¹

5.1. Europäische Rechtsquellen

Im Unterschied zu Strom und Gas existiert für den Fernwärmesektor **keine umfassende sektorspezifische Regulierung auf Unionsebene**. Insb. wurden im Bereich der Fernwärme auch – im Gegensatz zu Gas- und Strommärkten – **keine Maßnahmen zur Liberalisierung** von Fernwärmemärkten gesetzt und bspw. auch kein „Unbundling“, also die Entflechtung von Netzbetrieb und anderen Aktivitäten wie Erzeugung und Vertrieb, angeordnet.²²

Dies ist sowohl auf **fehlende Kompetenzen** der EU in dem Bereich als auch die – damit teilweise zusammenhängenden – Besonderheiten der Fernwärme zurückzuführen: So ist nach Art. 4 AEUV „Energie“ grds. von der Kompetenz der Union umfasst, Art. 194 AEUV enthält keine speziell auf Fernwärme zugeschnittene Kompetenzgrundlage. Unionsrechtliche Vorgaben für den Fernwärmesektor können jedoch an die in Art. 194 Abs. 1 AEUV genannten energiepolitischen Ziele anknüpfen. Wärme kann als Energie qualifiziert werden, doch zielt Art. 194 AEUV in erster Linie auf die Errichtung eines Marktes für Energie

¹⁸ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl L 328/82.

¹⁹ Siehe § 2 Abs. 1 Z 12 EWG.

²⁰ Vgl. § Abs. 1 Z 2 WKLG.

²¹ So z. B. *Fidler/Winner*, Verbraucherrechte im Fernwärmesektor – eine Bestandsaufnahme de lege lata et de lege ferenda, ÖJA 2025/7 (190).

²² *Palmstorfer*, Grundlagenstudie zum Thema „Rechtlicher Rahmen im Fernwärmesektor“, Studie im Auftrag des Bundesministers für Arbeit und Wirtschaft (2024) 6 unter Verweis auf *Billerbeck et al*, Policy frameworks for district heating: A comprehensive overview and analysis of regulations and support measures across Europe, Energy Policy 173 (2023) 113377, 1 und *Bacquet et al*, District Heating and Cooling in the European Union: Overview of Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive (2022) 118.

und die Interkonnexion der Energienetze ab.²³ Demnach waren auch die Regulierungsbestrebungen der EU bislang primär auf die Schaffung eines Binnenmarktes für Strom und Gas gerichtet. Für Fernwärme kann jedoch aufgrund des lokalen Charakters der Fernwärmenetze („**Inselbetrieb**“) kein solcher Markt und kein europaweites Verbundnetz geschaffen werden.

Die fehlende umfassende Regelung der Fernwärme auf EU-Ebene lässt sich auch auf das Subsidiaritätsprinzip des Art. 5 Abs. 3 EUV zurückführen. I. S. d. Subsidiaritätsprinzips ist die Union nur zur Regelung jener Bereiche berufen, die sich besser auf Unionsebene als auf lokaler oder mitgliedstaatlicher Ebene umsetzen lassen. Davon ausgenommen sind systemlogisch ausschließliche Kompetenzen. Fernwärme als lokal begrenzter und schwer einer Markttöffnung zuführbarer Wirtschaftsbereich kann von nationalen bzw. regionalen Normen treffender erfasst und auf die jeweiligen Bedürfnisse der Regionen angepasst werden.

Die EU kann daher den Fernwärmesektor nur ganz allgemein in Bezug auf die Ziele der Art. 194 Abs. 1 lit. b und c AEUV (Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit, Förderung der Energieeffizienz und erneuerbarer Energiequellen) regulieren.

Folgelogisch wird daher der Fernwärmesektor auch **sekundärrechtlich nur punktuell erfasst**, und zwar insb. vor dem Hintergrund seines Beitrags zur Erreichung der **Energie- und Klimaziele** sowie i. Z. m. dem **Verbraucherschutz**.²⁴

²³ Moczko, District Heating in the European Union Law: From a Poor Cousin of the Energy System to a Change Enabler, in Vasilyev (Hrsg), The Future of District Heating (2020) 59 (68).

²⁴ So wurde die Fernwärme in der Neufassung wesentlicher Regelungsakte nun mit aufgenommen; vgl. z. B. die Richtlinie 2018/2001/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EE-RL bzw. RED II), ABl 2018/L 328/82 sowie ihr Nachfolger Richtlinie 2023/2413/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18.10.2023 zur Änderung der RL 2018/2001/EU, der VO (EU) 2018/1999 und der RL 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der RL 2015/652/EU des Rates (RED III), ABl 2023 L 2413/1; Richtlinie 2023/1791/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.9.2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/9555 (EED III), ABl 2023 L 231/1 und die RL 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG (EnEff-RL), ABl 2012/L 315/1. Darüber hinaus finden sich Bestimmungen zur Fernwärme bspw. in der Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.5.2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Gebäude-RL), ABl 2010 L 153/13 idF 2018/1999/EU und Richtlinie 2011/83/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2011 über die Rechte der Verbraucher, zur Abänderung der RL 93/13/EWG des Rates und der RL 1999/44/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie zur Aufhebung der RL 85/577/EWG des Rates und der RL 97/7/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (Verbraucherrechte-RL), ABl 2011 L 304/64 idF 2019/2161/EU.

Es sind Versuche in der Vergangenheit zu verzeichnen, den Fernwärmesektor unionsweit zu regulieren und bspw. Regelungen zum Netzzugang einzuführen,²⁵ diese sind bisher allerdings weitestgehend gescheitert bzw. wurden in ihrem Umfang und ihrer Ambition wesentlich reduziert und im Wesentlichen auf Kann-Bestimmungen für die Mitgliedstaaten eingeschränkt. Ein im Vergleich zur geänderten RED II-RL etwas weitergehender Ansatz wurde mit der RED III-RL verfolgt. **Art. 24 Abs. 4b RED III-RL** sieht unter anderem vor, dass die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass Betreiber von Fernwärme- und Fernkältesystemen mit einer Kapazität von mehr als 25 MWth dazu angehalten werden, Dritten Anbietern von Energie aus erneuerbaren Quellen sowie von Abwärme und -kälte Zugang zum Netz zu gewähren oder ihnen den Anschluss und die Abnahme der gelieferten Wärme bzw. Kälte anzubieten. Art. 24 Abs. 5 RED III-RL sieht hierfür bestimmte Ausnahmen bzw. Ablehnungsgründe vor. Die RED III-RL ist bislang in zahlreichen Mitgliedstaaten, darunter Österreich, noch nicht vollständig umgesetzt worden.

Im Wesentlichen bleibt es den Mitgliedstaaten selbst überlassen, umfassende(re) Regulierungsmaßnahmen zu setzen. Diese Situation führt dazu, dass innerhalb der EU eine große Vielfalt an Regulierungsansätzen besteht, die von behördlichen Tariffestlegungen (z. B. in Polen) über Konzessionssysteme (z. B. in Frankreich) bis zu weniger regulierten Fernwärmemärkten wie in Deutschland oder Österreich reichen.²⁶

5.2. Innerstaatliche Rechtsquellen

Wie eingangs ausgeführt, ist der Bereich der Fernwärme in Österreich auch innerstaatlich durch eine fragmentierte Rechtsgrundlage geprägt. Es gibt entsprechend auch keinen zentralen Regelungsakt, wie das bei Strom und Gas der Fall ist.²⁷ Allerdings wird **an verschiedenen Stellen der Rechtsordnung aus unterschiedlichen Perspektiven auf die Fernwärme Bezug genommen**²⁸ und der anwendbare Rechtsrahmen besteht aus einem Zusammenspiel aus Bundes-, Landes- und Gemeinderecht.

²⁵ Vgl. den Entwurf der EU-Kommission für die EnEff-RL aus dem Jahr 2011. Diese hatte vorgesehen, dass die Mitgliedstaaten Maßnahmen zu setzen haben, um die Einspeisung und Anbindung industrieller Abwärme in Wärmenetze zu gewährleisten. Diese Regelung trat jedoch nie in Kraft.

²⁶ Vgl. für einen Überblick *Tilia et al*, District Heating and Cooling in the European Union. Overview of Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive (2021) 106 sowie *Moczko*, District Heating in the European Union Law: From a Poor Cousin of the Energy System to a Change Enabler, in Vasilyev (Hrsg), *The Future of District Heating* (2020) 59 (64); *Bacquet et al*, District Heating and Cooling in the European Union: Overview of Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive (2022) 106 sowie 110ff.

²⁷ In den 1980er-Jahren wurde der Entwurf eines Fernwärmewirtschaftsgesetzes angedacht, letztlich jedoch nicht umgesetzt; siehe hierzu ausführlich *Aicher*, Verfassungsrechtliche, zivilrechtliche und wettbewerbsrechtliche Aspekte eines Fernwärmewirtschaftsgesetzes, in FS Wenger (1983) 849.

²⁸ Vgl. z. B. das Erneuerbare-Energien- und Energieförderungsrecht: WKLG, BGBl I 2008/113 idF BGBl I 2021/150; KWK-Gesetz, BGBl I 2008/111 idF BGBl I 12/202; EAG BGBl I 2021/150 idF BGBl I 2022/233; UFG BGBl 1993/185 idF BGBl I 2023/34 oder das Energieeffizienzrecht: dabei insb. §§ 53 und 54 EEffG, BGBl I 2014/72 idF BGBl I 2023/59 und § 3 Abs. 2 und § 4 Abs. 2 HeizKG BGBl 1992/827 idF BGBl I 2023/22 sowie das eingangs bereits angeführte „Sondergesetz Energie“.

5.2.1. Verfassungsrechtliche Kompetenzgrundlage

Ein fehlendes zentrales Regulierungsinstrument ist nicht zuletzt auf die **zersplitterte Kompetenzgrundlage** zurückzuführen. Fernwärme ist als Querschnittsmaterie zu bezeichnen, die aus verschiedenen Blickwinkeln, die entweder Bundes- oder Landeskompetenzen zugeordnet werden können, geregelt werden kann. Dies geht auch mit im Detail komplexen Abgrenzungsfragen einher.

So kommen dem Bund primär Regelungsbefugnisse auf Basis von Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG zu (Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie), also etwa die gewerbsmäßige Versorgung Dritter mit Fernwärme.

Demgegenüber fällt die nicht-gewerbsmäßige Versorgung mit Fernwärme nicht unter Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG, sondern in die Kompetenz der Länder nach Art. 15 B-VG.

Weiters kann sich der Bund bei der Regulierung von Fernwärme auf Art. 10 Abs. 1 Z 12 B-VG (Luftreinhaltung, unbeschadet der Zuständigkeit der Länder für Heizungsanlagen²⁹) stützen. Demgegenüber sind, wie aus dem Wortlaut ersichtlich, wiederum die Länder für Heizungsanlagen zuständig. In Kombination mit der Baukompetenz der Länder nach Art. 15 B-VG führt dies dazu, dass alle Regelungen, die die Installation und Beschaffenheit von Fernwärmeleitungen und -abnahmeanlagen innerhalb von Bauwerken betreffen, den Ländern obliegen. In der Literatur wird zudem vertreten, dass die Generalklausel des Art. 15 B-VG auch die Möglichkeit umfasst, landesrechtliche Verpflichtungen zum Anschluss von Wohngebäuden an Fernwärmesysteme zu statuieren.³⁰ Ebenso wird die Möglichkeit, Immissionsregelungen für Heizungsanlagen festzulegen, Art. 15 Abs. 1 B-VG und damit der Landeskompetenz zugeordnet.

Bei den Fernwärmeanlagen ist wiederum zu unterscheiden: So sind z. B. Hackschnitzelanlagen als Heizungsanlagen zu qualifizieren und fallen diese damit in den Kompetenzbereich der Länder, während etwa kalorische Kraftwerke, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen, oder Fernheizwerke nicht als Heizungsanlagen gelten und damit in den Kompetenzbereich des Bundes fallen.³¹

²⁹ Unter „Heizungsanlagen“ sind wohl alle in Gebäuden vorhandenen Einrichtungen zum Erwärmen von Räumen und von Wasser, um für den menschlichen Körper günstige Temperaturen herzustellen, zu verstehen, also Anlagen, die der Raumheizung bzw. Warmwasserbereitung dienen; so *Horvath*, Art. 10 Abs. 1 Z 12 3. Tb, in *Kneihs/Lienbacher* (Hrsg), *Rill-Schäffer-Kommentar Bundesverfassungsrecht* (2020) Rz 12.

³⁰ So *Wagner*, Die Regulierung der Fernwärme unter besonderer Berücksichtigung der Wärmeplanung und behördlicher Preisbestimmung, *ÖZW* 2024 unter Verweis auf *Parapatics*, *Das Recht der Energieraumplanung* (2021) 129 mwN; ebenso *Steffek*, *Das Recht der Gas- und Fernwärmeversorgung: Aktueller Überblick und Entwicklungstendenzen*, in *Korinek* (Hrsg), *Beiträge zum Wirtschaftsrecht: FS Wenger* (1983) 834 und iE wohl auch *Parapatics*, *Das Recht der Energieraumplanung* (2021) 123f.

³¹ *Palmstorfer*, Grundlagenstudie zum Thema „Rechtlicher Rahmen im Fernwärmesektor“, Studie im Auftrag des Bundesministers für Arbeit und Wirtschaft (2024) 19 unter Verweis auf *Parapatics*, *Das Recht der Energieraumplanung* (2021) 140; *Mayrhofer/Metzler*, *Luftreinhaltsrecht*, in *Pürgy* (Hrsg), *Das Recht der Länder II/2* (2012) 177 Rz 4 sowie *Horvath* in *Kneihs/Lienbacher*, *Rill-Schäffer-Kommentar Bundesverfassungsrecht Art. 10 Abs. 1 Z 12 3. TB B-VG*, Rz 12.

Ergänzend ist auf Art. I Preisgesetz 1992³² zu verweisen, der die (ausschließliche) Kompetenz des Bundes für Angelegenheiten, die dem Preisgesetz unterfallen, normiert (vgl. dazu im Detail unter 5.2.5).

5.2.2. Einfachgesetzliche Regelungen auf Bundesebene

Wiederholend ist anzumerken, dass auch keine einfachgesetzlichen Regelungen bestehen, die den Fernwärmesektor umfassend regulieren. **Fernwärme unterliegt daher auch keinen spezifischen, auf Fernwärme konkret abzielenden Regelungen.** Vielmehr unterliegen die verschiedenen fernwärmebezogenen Instrumente allgemeinen Regularien. Ergänzend zeigt sich, dass Fernwärme **neben energierechtlichen Themen auch allgemeine zivilrechtliche oder spezifische wohnrechtliche Themen berührt**, die mitgedacht werden müssen.

So ist etwa der Wärmelieferungsvertrag ein Dauerschuldverhältnis, d. h. die Kundinnen und Kunden beziehen über Jahre Wärme und zahlen dafür ein vereinbartes Entgelt. Die Vorschriften über **Kaufverträge** kommen auf sie zur Anwendung (z. B. § 1053 ABGB).³³ Hinzuweisen ist in dem Zusammenhang auch etwa auf die Anwendbarkeit von § 879 ABGB (**Sittenwidrigkeitsklausel**) sowie insb. dessen Abs. 3, der die Unwirksamkeit gröblich benachteiligender Bestimmungen in Allgemeinen Geschäftsbedingungen (**AGB**) normiert.

Bzgl. der Fernwärmeleitungen sind darüber hinaus die Regelungen betreffend **Grunddienstbarkeiten** (Servituten) maßgeblich.

Wird der Wärmelieferungsvertrag zwischen einem Unternehmer und einer Verbraucherin oder einem Verbraucher abgeschlossen, so sind zudem die Bestimmungen des **KSchG** einschlägig. Hervorzuheben ist in dem Zusammenhang insb. § 6 KSchG, der § 879 ABGB in Hinblick auf Verbraucherinnen und Verbraucher konkretisiert.³⁴ Insb. **§ 6 Abs. 1 Z 5 KSchG** wird gegenüber Verbraucherinnen und Verbrauchern im Bereich der **Preisänderungsklauseln** relevant und soll sie vor nicht kalkulierbaren einseitigen Preisänderungen durch den Unternehmer schützen.³⁵ Demnach müssen solche Klauseln generell vertraglich vereinbart werden, inkl. ihrer für die Änderung maßgeblichen Umstände, die sachlich gerechtfertigt sein

³² BGBl 145/1992 idF BGBl I 50/2012.

³³ RS0025878; näher: *Palmstorfer*, Grundlagenstudie zum Thema "Rechtlicher Rahmen im Fernwärmesektor", Studie im Auftrag des Bundesministers für Arbeit und Wirtschaft (2024) 22 unter Verweis auf *Schett*, Rechtliche Rahmenbedingungen der Fernwärme und Fernkälte, insb. Leitungsrechte, in IUR/IUTR (Hrsg), Europäisches Klimaschutzrecht und erneuerbare Energien (2014) 216 sowie *Winner*, Studie zum Thema Nah- und Fernwärme – Stärkung der Rechte der Konsumentinnen (2016) 29ff.

³⁴ Für Diskussionen sorgten in diesem Zusammenhang insb. Preisanpassungsklauseln in Energielieferverträgen. Im Bereich Strom- und Gas gibt es eine Reihe von Entscheidungen, in denen sich der OGH mit der Frage befasst, ob und welche Preisanpassungsklauseln nach den Anforderungen von § 879 Abs. 3 ABGB und § 6 KSchG zulässig sind (OGH 20.01.2020, 3 Ob 202/20g; 28.09.2021, 5 Ob 103/21i; 27.01.2022, 9 Ob 46/21m; 22.06.2022, 3 Ob 90/22i; siehe auch OLG Wien 15.09.2023, 33 R 57/23d; LG Wiener Neustadt 31.07.2024, 18 R 88/24f). Bislang äußerte sich das Höchstgericht in einer Entscheidung zum Fernwärmesektor und bestätigte die sachliche Rechtfertigung von einheitlichen Preisen und Preisanpassungsklauseln in mehreren Fernwärmenetzen eines FWU (OGH 18.03.2026, 9 Ob 5/26i).

³⁵ Im Detail *Krejci* in *Rummel* ABGB³ § 6 KSchG, Rn 73.

müssen und nicht einseitig vom Willen des Unternehmers abhängig sein dürfen. Zudem müssen solche Klauseln zweiseitig sein, d. h. neben einer entsprechenden Entgelterhöhung auch eine Entgeltsenkung möglich sein (bspw. indem man das Entgelt an einen oder mehrere Indizes koppelt und der Preis – je nach Änderung der oder des Indizes – mit dem Index fällt oder steigt).

Die Frage nach dem zulässigen Fernwärmepreis ist damit auch primär eine **vertragsrechtliche**, wobei für Konsumentinnen und Konsumenten erhöhter Schutz etwa im Anwendungsbereich des KSchG besteht. Eine gesetzliche Regelung zum Fernwärmepreis gibt es – abgesehen von flankierenden Bestimmungen im Preisgesetz (dazu unter 5.2.5.) – nicht. Üblicherweise ergibt sich der Preis aus dem jeweiligen Versorgungsvertrag bzw. vereinbartem Tarif, der i. d. R. in Arbeitspreis, Grundpreis und Messpreis aufgeteilt wird (dazu im Detail unter 8.2). Hinzu können noch Kosten für den Fernwärmeanschluss kommen. Gesetzliche Regelungen, welche Preisbestandteile in die einzelnen Posten einzubeziehen sind, gibt es indes nicht.

Ergänzend spielen die Schranken durch ABGB und KSchG eine Rolle bei der Prüfung bestimmter in AGB enthaltenen Klauseln auf ihre Rechtmäßigkeit. Dies betrifft bspw. Kündigungsrechte, Vertragslaufzeiten, Bindungsfristen, einseitige Änderungsrechte oder Abrechnungsmodalitäten, die im Einzelfall geprüft werden müssen.

Besondere Komplexität tritt immer dann zutage, wenn der Fernwärmeliefervertrag nicht direkt zwischen dem Fernwärmeunternehmen und dem die Wärme abnehmenden Letztverbraucher zustande kommt, sondern bspw. der **Fernwärmeliefervertrag mit einer Hausverwaltung oder Wohnungseigentümergemeinschaft** abgeschlossen wird. Hierdurch wird die Lieferung der Wärme nur bis zu einer Übernahmestelle in einem Mehrfamilienhaus umfasst, nicht jedoch die Verteilung der Wärme an die einzelnen Wohneinheiten geregelt. Dieser Umstand hat auch einen wesentlichen Einfluss darauf, warum die Vertragsverhältnisse mitunter als undurchsichtig charakterisiert werden und für Konsumentinnen und Konsumenten als Letztverbraucher oft nicht klar ist, wer für eine konkrete Frage der richtige Ansprechpartner ist.

Flankiert werden diese vertragsrechtlichen Fragestellungen durch Vorgaben zur Steigerung erneuerbarer Energieträger, die oftmals auf Umsetzungen unionsrechtlicher Vorgaben zurückgehen. So sieht § 3 Erneuerbare-Wärme-Gesetz (**EWG**) seit seinem Inkrafttreten 2024 vor, dass in neuen Baulichkeiten die Errichtung von Wärmebereitstellungsanlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden können,

grds. ebenso unzulässig ist wie der Anschluss an nicht qualitätsgesicherte Fernwärme³⁶. Umgekehrt bedeutet dies, dass qualitätsgesicherte Fernwärme als rechtlich zulässige Lösung anerkannt wird und unterstützt damit indirekt den Ausbau der Fernwärme.

5.2.3. Fokus Vertragsverhältnisse

Wie bereits erwähnt, entsteht eine besondere Komplexität im Bereich der Fernwärme insb. dadurch, dass sich meist nicht Fernwärmeversorgungsunternehmen und Endverbraucherinnen bzw. Endverbraucher direkt gegenüberstehen. Insb. bei Mietwohnungen sind häufig weitere Vertragsparteien zwischengeschaltet (dazu unter 8.).

Sieht man sich daher Einzelfälle an, so ist immer zunächst festzustellen, **wer überhaupt der Vertragspartner des Fernwärmeversorgers** ist. Dies kann der einzelne Wohnungseigentümer sein, eine Wohnungseigentümergeinschaft, der Vermieter, eine Hausverwaltung usw. Dementsprechend können potenziell auch Regelungen des MRG, WEG oder WGG zur Anwendung gelangen.

In rechtlicher Hinsicht bedeutet dies auch, dass – je nachdem, auf welcher Ebene man sich befindet – unterschiedliche Gesetze gelten. So kann bspw. der Fernwärmeversorger einen Vertrag mit einer Eigentümergesellschaft eines Mehrparteienhauses haben (wodurch das KSchG aufgrund einer B2B-Konstellation ausgeschlossen wäre), während der Mieter potenziell gar keinen direkten Vertrag mit dem Fernwärmeunternehmen hat und bspw. über die Regelungen des HeizKG an den Kosten für die Fernwärme beteiligt wird.

Manche Fernwärmeanbieter differenzieren darüber hinaus zwischen einem **Netzzugangsvertrag und einem Wärmeliefervertrag**, der wiederum einen Netzzugangsvertrag voraussetzt. Dies auch mit der Konsequenz, dass manche Unternehmen ihre Netzzugangsverträge mit den Wohnungseigentümern bzw. Wohnungseigentümergeinschaften abschließen, während sie die Wärmelieferverträge mit den eigentlichen Nutzerinnen und Nutzern der Wärme, sprich den bewohnenden Eigentümerinnen und Eigentümern sowie Mieterinnen und Mietern bei Gemeinschaftsanlagen und mit Wohnungseigentümergeinschaften bei Einzelanlagen abschließen. In der operativen Abwicklung von Netzzugangs- oder Wärmelieferungsverträgen werden die Wohnungseigentümergeinschaften wiederum häufig von Hausverwaltungen vertreten.

³⁶ Qualitätsgesicherte Fernwärme meint dabei nach der Definition des § 2 Abs. 1 Z 13 EWG Fernwärme, die bestimmte Kriterien erfüllt, darunter etwa Fernwärme die zu 80 % aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern, Wärme aus hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, aus Abwärme oder einer Kombination davon besteht.

5.2.4. Fokus Heizkostenabrechnungsgesetz

Das **Heizkostenabrechnungsgesetz** (HeizKG) ist eine der zentralen, sehr komplexen gesetzlichen Grundlagen für die Aufteilung und Abrechnung von Wärme-, Warmwasser- und Kältekosten und kann insbesondere **auch bei Fern- und Nahwärmeversorgung** zur Anwendung gelangen. Sein Anwendungsbereich umfasst nach § 3 Abs. 1 HeizKG Gebäude und wirtschaftliche Einheiten mit **mindestens vier Nutzungsobjekten**, die durch eine **gemeinsame Versorgungsanlage** mit Wärme, Warmwasser oder Kälte versorgt werden, sofern **Vorrichtungen zur Ermittlung der Verbrauchsanteile** vorhanden sind oder aufgrund gesetzlicher Vorschriften vorhanden sein müssen. Voraussetzung für eine verbrauchsabhängige Aufteilung ist darüber hinaus grundsätzlich, dass die Abnehmer den Verbrauch beeinflussen können und die erwartete Energieeinsparung die aus der Verbrauchserfassung entstehenden Kosten übersteigt.³⁷ Die Kosten werden in solchen Fällen für das gesamte Gebäude bzw. die wirtschaftliche Einheit abgerechnet und anschließend auf die einzelnen Nutzungsobjekte verteilt.

Das HeizKG regelt dabei insbesondere die **Ermittlung und Aufteilung der mit der Versorgung einer wirtschaftlichen Einheit verbundenen Kosten auf die einzelnen Nutzungsobjekte** sowie deren **Abrechnung**. Davon zu **unterscheiden** ist die Frage, wer die einem Nutzungsobjekt zugeordneten **Kosten im schuldrechtlichen Verhältnis letztlich zu tragen** hat. Nach ständiger Rechtsprechung des OGH regelt das HeizKG nur die Aufteilung der Gesamtsumme der mit der Versorgung der wirtschaftlichen Einheit verbundenen Heiz- und Warmwasserkosten auf die einzelnen Nutzungsobjekte, nicht hingegen die Kostentragungspflicht der einzelnen Nutzer.³⁸ Diese kann sich insbesondere aus dem ABGB, dem MRG, dem WGG, dem WEG oder aus vertraglichen Vereinbarungen ergeben. Das HeizKG verdrängt insoweit lediglich spezifische Vorschriften über die Aufteilung und Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten, nicht jedoch sonstige Vorschriften des allgemeinen Zivilrechts.³⁹

Für Fern- und Nahwärmeversorgungen enthält das HeizKG besondere Regelungen. § 4 Abs. 2 HeizKG erfasst zunächst den Fall, dass das Gebäude oder die **wirtschaftliche Einheit mit Wärme oder Kälte versorgt wird, die nicht im Gebäude beziehungsweise in der wirtschaftlichen Einheit erzeugt wird**. § 4 Abs. 2 Z 2 HeizKG erfasst seinem Wortlaut nach darüber hinaus bestimmte Fälle einer gewerbsmäßigen Wärmeerzeugung im Gebäude beziehungsweise in der wirtschaftlichen Einheit.

Der OGH hat den Anwendungsbereich des § 4 Abs. 2 Z 2 HeizKG allerdings **teleologisch reduziert**. Demnach ist die Bestimmung nur anzuwenden, wenn ein gewerbsmäßiger Wärmeerzeuger mit Zustimmung der Abnehmer im Gebäude beziehungsweise in der wirtschaftlichen Einheit Wärme erzeugt, die nicht nur

³⁷ § 1 Abs. 1 HeizKG; zum Gesetzeszweck OGH 26.6.2001, 5 Ob 70/01g, RS0115398; vgl. auch OGH 21.4.2022, 5 Ob 5/22d.

³⁸ OGH 23.10.2017, 5 Ob 99/17w; OGH 26.5.2020, 10 Ob 6/20k; OGH 21.4.2022, 5 Ob 5/22d; OGH 16.2.2023, 5 Ob 203/22x; zuletzt OGH 23.9.2025, 5 Ob 62/25s; RS0131809.

³⁹ OGH 10.6.1997, 5 Ob 150/97p; OGH 12.6.2018, 5 Ob 83/18v; OGH 21.4.2022, 5 Ob 5/22d; RS0108142.

dieses Gebäude beziehungsweise diese wirtschaftliche Einheit, sondern auch andere Gebäude oder wirtschaftliche Einheiten versorgt, sodass eine fern- oder nahwärmeähnliche Versorgung vorliegt.⁴⁰

Für die Ermittlung der abrechenbaren Versorgungskosten ist zunächst danach zu unterscheiden, wie die Wärme bereitgestellt wird. Bei einer Fern- oder Nahwärmeversorgung im Sinn des § 4 Abs. 2 HeizKG wird die Wärme von einem gewerbsmäßigen Wärmelieferanten bezogen. In diesem Fall bilden grundsätzlich die im **Wärmelieferungsvertrag** vereinbarten oder behördlich festgesetzten Preise die **Versorgungskosten**, die anschließend nach den Vorgaben des HeizKG auf die einzelnen Nutzungsobjekte verteilt werden.

In den übrigen vom HeizKG erfassten Fällen, insbesondere bei einer gemeinsamen Heizungsanlage im Gebäude, setzen sich die Versorgungskosten grundsätzlich aus den Energiekosten und den sonstigen Kosten des Betriebs zusammen (§ 2 Z 8 ff. HeizKG). Zu den Energiekosten zählen insbesondere die Kosten der für die Wärmeerzeugung benötigten Energieträger. Die sonstigen Kosten des Betriebs umfassen beispielsweise bestimmte Wartungs-, Betreuungs- und Abrechnungskosten (§ 2 Z 10 HeizKG). Nicht zu den sonstigen Kosten des Betriebs gehören hingegen Aufwendungen für die Errichtung, Finanzierung, Erhaltung oder Verbesserung der gemeinsamen Versorgungsanlage (§ 2 Z 10 HeizKG).

Der wesentliche Unterschied liegt somit in der **Ermittlung der Gesamtkosten**: Bei einer Fern- oder Nahwärmeversorgung sind grundsätzlich die vertraglich vereinbarten bzw. behördlich festgesetzten Wärmepreise maßgeblich. Bei einer eigenen gemeinsamen Versorgungsanlage wird hingegen auf die im HeizKG näher bestimmten Energie- und Betriebskosten abgestellt. In einem weiteren Schritt werden die so ermittelten Versorgungskosten nach den Verteilungsregeln des HeizKG den einzelnen Nutzungsobjekten zugeordnet.

Bei der Aufteilung der Kosten **unterscheidet** das HeizKG zwischen **verbrauchsabhängigen und verbrauchsunabhängigen Bestandteilen**. Von den Kosten für Heizung sowie den gemäß § 9 HeizKG ermittelten Kostenanteilen für Heizung und Warmwasser sind grundsätzlich mindestens 55 % und höchstens 85 % der Energiekosten nach den Verbrauchsanteilen aufzuteilen. Der verbleibende Anteil ist nach dem Verhältnis der versorgbaren Nutzfläche der Nutzungsobjekte aufzuteilen (§ 10 Abs. 1 HeizKG).

Die nicht verbrauchsabhängig aufzuteilenden Energiekosten und die sonstigen Kosten des Betriebs sind grundsätzlich ebenfalls nach dem Verhältnis der versorgbaren Nutzfläche der versorgten Nutzungsobjekte aufzuteilen (§ 10 Abs. 1 HeizKG).

Bei einer Versorgung im Sinn des § 4 Abs. 2 HeizKG gilt eine Besonderheit, wenn der Wärmelieferungsvertrag eine Trennung des Preises in einen verbrauchsabhängigen Anteil – insbesondere einen **Arbeitspreis**

⁴⁰ OGH 21.4.2022, 5 Ob 5/22d, RS0134004.

– und einen verbrauchsunabhängigen Anteil – insbesondere einen **Grund- oder Messpreis** – vorsieht. In diesem Fall ist auf die Aufteilung § 10 Abs. 2 HeizKG anzuwenden, d. h. für die Festlegung des nach Verbrauchsanteilen zu verrechnenden Arbeitspreises wird lediglich eine Untergrenze von ebenfalls 55 % vorgesehen, nicht aber eine Höchstgrenze.⁴¹ In einer entsprechenden Vereinbarung kann daher auch eine 100 %ige Verrechnung nach Verbrauch festgelegt werden. Während der verbrauchsabhängige Anteil durch eine Reduktion des individuellen Wärmeverbrauchs beeinflusst werden kann, entzieht sich der verbrauchsunabhängige Preisbestandteil grundsätzlich einer unmittelbaren Beeinflussung durch das Verbrauchsverhalten des einzelnen Abnehmers. **Je größer der verbrauchsunabhängige Preisbestandteil, desto geringer sind die Möglichkeiten des Abnehmers, durch sein Verhalten seine Kosten zu reduzieren.**

Die Bestimmung des HeizKG selbst schafft aber nicht erst die Preisbestandteile „Arbeitspreis“ und „Grundpreis“, sondern knüpft an eine entsprechende Preisgestaltung im Wärmelieferungsvertrag an.⁴²

Die **versorgbare Nutzfläche** umfasst nach § 2 Z 6 HeizKG grundsätzlich die Nutzfläche der Wohnungen und sonstigen selbständigen Räumlichkeiten. Keller-, Dachboden- und Hobbyräume sowie vergleichbare Flächen sind insbesondere dann zu berücksichtigen, wenn sie von der gemeinsamen Versorgungsanlage mit Wärme versorgt werden.

Stellt eine gemeinsame Versorgungsanlage Wärme sowohl für die Raumheizung als auch für die Warmwasserbereitung bereit, hat der Abgeber die Versorgungskosten für Heizung und Warmwasser nach § 9 HeizKG grundsätzlich entsprechend dem jeweiligen Wärmeverbrauch zu trennen.

Abnehmer im Sinn des § 2 Z 4 HeizKG ist grundsätzlich diejenige Person, die ein mit Wärme oder Kälte versorgtes Nutzungsobjekt **nutzt**, insbesondere als Eigentümer, Wohnungseigentümer, Mieter, Pächter oder Fruchtnießer.

Über die einer Abrechnungsperiode zugeordneten gesamten Versorgungskosten hat der Abgeber spätestens sechs Monate nach Ablauf der Abrechnungsperiode eine **schriftliche Abrechnung** zu erstellen (§ 17 HeizKG). Die Abnehmer sind über die Abrechnung zu informieren; ihnen ist darüber hinaus Einsicht in die Abrechnung und die dazugehörigen Belege zu ermöglichen.

Die aus der Heizkostenabrechnung resultierende Zuordnung eines bestimmten Kostenanteils zu einem Nutzungsobjekt beantwortet jedoch noch nicht abschließend die Frage, wer diesen Betrag **zivilrechtlich zu tragen** hat. Auch eine nach dem HeizKG ordnungsgemäß einem Nutzungsobjekt zugeordnete Kosten-

⁴¹ Horvath in GeKo Wohnrecht II² § 10 HeizKG (Stand 15.1.2024, rdb.at) Rn 3.

⁴² § 10 Abs. 2 HeizKG.

position kann daher aufgrund anderer zwingender Vorschriften oder aufgrund des maßgeblichen Vertragsverhältnisses letztlich vom Eigentümer, Vermieter oder einer anderen Person zu tragen sein.⁴³ Maßgeblich sind insoweit insbesondere die jeweils anwendbaren Bestimmungen des MRG, WGG, WEG und ABGB sowie – innerhalb der gesetzlichen Grenzen – die zwischen den Parteien getroffenen Vereinbarungen.

Das HeizKG verfolgt mit der verbrauchsabhängigen Abrechnung insbesondere das Ziel, **einen Anreiz zur sparsamen Verwendung von Energie zu schaffen**.⁴⁴ Bei Fern- und Nahwärmeversorgung kann dieser Steuerungseffekt allerdings insoweit eingeschränkt sein, als der vom einzelnen Abnehmer zu tragende Preis **auch verbrauchsunabhängige Bestandteile** enthält.

Nicht geregelt wird durch das HeizKG, wie hoch die Preise für Fernwärme sein dürfen. Das Gesetz enthält keine Preisregulierung, sondern legt lediglich fest, wie die Kosten auf die einzelnen Nutzungsobjekte aufzuteilen sind.

5.2.5. Fokus Preisgesetz

Nach § 3 Abs. 2 PreisG können für die Lieferung von Fernwärme sowie für die damit zusammenhängenden Nebenleistungen⁴⁵ **volkswirtschaftlich gerechtfertigte Preise** bestimmt werden, und zwar ohne Vorliegen der Voraussetzungen nach § 2 PreisG. Das bedeutet: Für Fernwärme können Preise festgesetzt werden, ohne dass Lenkungs- oder Bewirtschaftungsmaßnahmen getroffen wurden oder eine Störung der Versorgung vorliegt oder droht. § 3 PreisG setzt daher nicht das Bestehen einer Krise voraus.⁴⁶

Der Hintergrund dieser – im Vergleich zu Strom und Gas – weniger strengen Regelung betreffend Fernwärme liegt darin begründet, dass Fernwärmeversorgungsunternehmen nur sehr beschränkt einem Preiswettbewerb unterliegen und ein Umstieg auf alternative Energieformen nicht ohne weiteres möglich ist (vgl. hierzu schon unter 4.).⁴⁷

In § 6 Abs. 1 PreisG wird definiert, was unter einem „volkswirtschaftlich gerechtfertigten Preis“ zu verstehen ist: Demnach sind dies solche **Preise, die sowohl den bei der Erzeugung und im Vertrieb oder bei**

⁴³ OGH 23.10.2017, 5 Ob 99/17w; OGH 26.5.2020, 10 Ob 6/20k; OGH 21.4.2022, 5 Ob 5/22d; OGH 23.9.2025, 5 Ob 62/25s; RS0131809; zur Fortgeltung sonstiger zivilrechtlicher Vorschriften OGH 10.6.1997, 5 Ob 150/97p; OGH 21.4.2022, 5 Ob 5/22d; RS0108142.

⁴⁴ § 1 HeizKG; OGH 26.6.2001, 5 Ob 70/01g, RS0115398.

⁴⁵ Darunter werden im notwendigen Zusammenhang mit der Lieferung stehende Leistungen verstanden, wenn sie der Fernwärmeerzeuger selbst erbringt oder durch einen Dritten erbringen lässt; vgl. dazu etwa *Winner*, Studie zum Thema Nah- und Fernwärme – Stärkung der Rechte der Konsumentinnen (2016) 25 unter Verweis auf *Raschauer*, Das Preisgesetz 1992, ÖZW 1993, 33 (34).

⁴⁶ *Palmstorfer*, Grundlagenstudie zum Thema „Rechtlicher Rahmen im Fernwärmesektor“, Studie im Auftrag des Bundesministers für Arbeit und Wirtschaft (2024) 25 sowie *Winner*, Studie zum Thema Nah- und Fernwärme – Stärkung der Rechte der Konsumentinnen (2016) 25.

⁴⁷ ErläutRV 336 BlgNR XVI GP, 12.

der Erbringung der Leistung jeweils bestehenden volkswirtschaftlichen Verhältnissen inklusive der Sicherung von Arbeitsplätzen, des Investitionsbedarfs und der Versorgungssicherheit durch inländische Produktion als auch der jeweiligen wirtschaftlichen Lage der Verbraucher oder Leistungsempfänger bestmöglich entsprechen. Es sind demnach schon nach dem Gesetzeswortlaut die Interessen der Anbieter und der Konsumentinnen und Konsumenten zu berücksichtigen.⁴⁸ Eine Konkretisierung dieses nur vage gehaltenen Kriteriums im Gesetzeswortlaut ist letztlich der Rechtsprechung überlassen. Diese geht von einer Orientierung an den **Gestehungskosten eines rational geführten Durchschnittsbetriebs der Branche als Ausgangspunkt** und unteres Limit der Preisfestsetzung aus, wobei diese Kosten auch einen volkswirtschaftlich gerechtfertigten Gewinn einschließen dürfen;⁴⁹ wobei keine Rechtsprechung existiert, die sich dahingehend explizit mit Fernwärme auseinandersetzt. Inwieweit diese Grundsätze auf die Preisbestimmung für Fernwärme übertragbar sind, ist unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Fernwärmesektors sowie des jeweils geltenden § 6 PreisG zu beurteilen.

Als weitere Bestimmungsgrößen kommen Interessen der Konsumentinnen und Konsumenten und gesamtwirtschaftliche Gesichtspunkte in Betracht. Letztlich muss also ein Ausgleich gefunden werden zwischen den Interessen der Anbieter und denjenigen der Konsumentinnen und Konsumenten. Abgesehen davon enthält das PreisG **keine Vorgaben zur Methodik** der Kostenberechnung oder Preisfestlegung.

Für die Bestimmung eines volkswirtschaftlich gerechtfertigten Preises ist nach § 8 Abs. 1 PreisG der **Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus** zuständig. Nach § 8 Abs. 2 PreisG kann der Bundesminister wiederum mittels Verordnung oder Bescheid einzelne oder alle **Landeshauptleute** beauftragen, die Befugnisse an seiner Stelle auszuüben (d. h. die **Befugnisse delegieren**). Dies dann, wenn die bei der Preisbestimmung zu berücksichtigenden Umstände in den einzelnen Bundesländern verschieden sind oder dies sonst im Interesse der Zweckmäßigkeit, Raschheit, Einfachheit oder Kostenersparnis liegt. Derzeit existieren Delegierungen für die Bundesländer Wien, Oberösterreich und die Steiermark. Diese betreffen das jeweilige dort tätige Energieversorgungsunternehmen bzw. dessen Rechtsnachfolger. In der Vergangenheit gab es auch eine Einzeldelegierung betreffend ein Unternehmen in Salzburg, dies spielt jedoch für den Untersuchungszeitraum der gegenständlichen Branchenuntersuchung keine Rolle.

Preisbescheide werden, gleich wie allenfalls erlassene Delegationen, **weder öffentlich kundgemacht noch sind die Bescheidadressaten** (also die Fernwärmeversorgungsunternehmen) **verpflichtet, die Bescheide öffentlich zugänglich zu machen**. Dementsprechend gibt es auch keinen öffentlich einsehbaren Überblick über bestehende Bescheide und ist den Verbraucherinnen und Verbrauchern letztlich nicht nachvollziehbar, welche Unternehmen bzw. Bereiche einem Preisbescheid unterliegen.⁵⁰ Gleiches trifft

⁴⁸ *Winner*, Studie zum Thema Nah- und Fernwärme – Stärkung der Rechte der Konsumentinnen (2016) 26 unter Verweis auf *Raschauer*, Das Preisgesetz 1992, ÖZW 1993, 33 (33).

⁴⁹ VfGH 3.12.1990, V 204-209/90.

⁵⁰ Anzumerken ist in dem Zusammenhang, dass auf der Website www.waermepreise.at von den Unternehmen selbst anzugeben ist, ob der von ihnen eingemeldete Tarif dem PreisG unterliegt.

auf die Methodik der Berechnung der Preise und ihrer Festsetzung zu. Das PreisG macht hierzu keine Vorgaben und diese unterliegen, ebenso wie der Bescheid selbst, auch nicht einer Veröffentlichungspflicht.

Preise können gem. § 10 Abs. 1 PreisG **auf Antrag oder von Amts wegen** bestimmt werden, ebenso Änderungen von Preisbescheiden. Ein Antragsrecht steht dabei nur den Fernwärmeunternehmen zu, wohingegen Interessensvertretungen nur eine Prüfung anregen können, jedoch keine Antragsrechte oder Parteistellung haben. Gleiches trifft auf Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu. Diese können einen Preisbescheid, mangels Verletzung in einem subjektiven Recht, auch nicht bekämpfen.⁵¹ Die bloße Beeinträchtigung wirtschaftlicher Interessen ist unzureichend.

Grds. ist eine Preisfestsetzung nach PreisG **auf jeder Wirtschaftsstufe zulässig**, was insb. mit Hinblick darauf, dass es sich bei Fernwärmeunternehmen i. d. R. um vertikal integrierte Unternehmen handelt, von Relevanz ist.⁵²

Ebenso ist nach dem PreisG **sowohl die Festsetzung von Mindestpreisen, Höchstpreisen, Festpreisen oder einem Preisband** denkbar.

Ergänzend kann der Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus nach § 3 Abs. 3 PreisG unabhängig von einer Preisfestsetzung gem. § 3 Abs. 2 PreisG zur Sicherstellung einer volkswirtschaftlich erforderlichen, kostenorientierten und auf eine bestmögliche Kapazitätsauslastung gerichteten Tätigkeit der Fernwärmeversorgungsunternehmen **per Verordnung Tarifgrundsätze und Tarifstrukturen festlegen**. Soweit ersichtlich, existiert bis dato keine solche Verordnung. Unter „Tarifstruktur“ ist z. B. eine differenzierte Tarifgestaltung für unterschiedliche Abnehmergruppen (z. B. Unternehmen vs. Verbraucherinnen und Verbraucher) zu verstehen. Tarifgrundsätze können demgegenüber allgemeine Grundsätze für die Preisbildung (z. B. Grundpreis, Arbeitspreis...) vorgeben.⁵³ Im Unterschied zu § 3 Abs. 2 PreisG, der eine betragliche Festlegung von Preisen betrifft, können nach Abs. 3 PreisG allgemeine Lenkungsmaßnahmen in der Angebotsstruktur geschaffen werden.⁵⁴

⁵¹ Vgl. dazu VwGH 29.05.1985, 85/11/0131 und VwGH 20.12.1999, 94/17/0172 für die Festlegung von Strompreisen. Mangels unmittelbarer Betroffenheit ist i. d. R. auch der Rechtsweg an den VfGH ausgeschlossen, so z. B. VfGH 26.06.2003, G168/01 u. a., V51/01 u. a.

⁵² *Winner*, Studie zum Thema Nah- und Fernwärme – Stärkung der Rechte der Konsumentinnen (2016) 25 unter Verweis auf Müller in Holoubek/Potacs, Öffentliches Wirtschaftsrecht II³ 132.

⁵³ *Winner*, Studie zum Thema Nah- und Fernwärme – Stärkung der Rechte der Konsumentinnen (2016) 25 unter Verweis auf Raschauer, Das Preisgesetz 1992, ÖZW 1993, 33 (33).

⁵⁴ *Winner*, Studie zum Thema Nah- und Fernwärme – Stärkung der Rechte der Konsumentinnen (2016) 25 unter Verweis auf Gutknecht, Das Preisgesetz 1992, ecolex 1992, 483 (485).

Im Detail sind die Regelungen des PreisG komplex und muss ein Preisbescheid etwa **nicht notwendig sämtliche Kundinnen und Kunden von Fernwärmeversorgungsunternehmen erfassen**.⁵⁵

5.2.6. Fokus Anschlusszwang (auf landesgesetzlicher Ebene)

Ergänzend wird an dieser Stelle noch auf einen wesentlichen Bereich der gesetzlichen Regelung auf Landesebene eingegangen: den **Anschlusszwang**. Länder – und u. U. auch Gemeinden – können **unter bestimmten Voraussetzungen festlegen**, dass (i. d. R. neu zu errichtende) **Gebäude an das Fernwärmenetz angeschlossen werden müssen**. Entsprechende Regelungen finden sich insbesondere in der **Steiermark und in Oberösterreich**. Gleichzeitig ist damit festzuhalten, dass es keine vergleichbaren Regelungen auf Bundesebene gibt, die die Ausgestaltung der (unmittelbaren oder mittelbaren) Anschlusszwänge regeln.

Exemplarisch sei zunächst das Steiermärkische Baugesetz⁵⁶ erwähnt, das in § 6 einen Fernwärmeanschlussauftrag normiert. Demnach sind „Neubauten, die sich in einem Gebiet befinden, das durch Verordnung gem. § 22 Abs. 9 Z 1 des Steiermärkischen Raumordnungsgesetzes 2010 zu einem Fernwärmeanschlussbereich erklärt wurde, [...] an Fernwärmesysteme mit qualitätsgesicherter Fernwärme anzuschließen. [...]“ Anschließend werden bestimmte Ausnahmen normiert, etwa für Kleinverbraucher oder wenn die betreffenden Neubauten an eine bestehende, mit erneuerbaren Energieträgern betriebene Heizungsanlage angeschlossen werden können.

Ergänzt werden derartige Regelungen durch **Raumordnungsgesetze**, die es Gemeinden ermöglichen, per Verordnung **bestimmte Fernwärmevorranggebiete oder einen Fernwärmeanschlussbereich zu definieren**. Hier kann wieder exemplarisch auf das Steiermärkische Raumordnungsgesetz zurückgegriffen werden, das in § 22 Abs. 9 die Voraussetzungen normiert, unter denen ein Gebiet zum Fernwärmeanschlussbereich deklariert werden kann. Dies dann, wenn das Gebiet in einem Vorranggebiet zur lufthygienischen Sanierung liegt, ein kommunales Energiekonzept erlassen wurde und für das Gebiet eine verbindliche Zusage eines Fernwärmeversorgungsunternehmens inkl. Ausbauplan sowie u. a. Anschluss-, Mess-, Grund- und Arbeitspreis vorliegt. Von dieser Möglichkeit wurde auf Gemeindeebene auch Gebrauch gemacht. So hat etwa die **Stadt Graz für mehrere Teile des Stadtgebiets Fernwärmeanschlussbereiche durch Verordnung festgelegt**.⁵⁷

Eine vergleichbare, wenngleich anders ausgestaltete Regelung besteht in **Oberösterreich**. Gemäß § 9 Oö. Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz 2002 (Oö. LuftREnTG)⁵⁸ sind in Gemeinden, in denen eine gemeindeeigene zentrale Wärmeversorgungsanlage betrieben wird, unter bestimmten Voraussetzungen

⁵⁵ Siehe dazu zum Bsp Wien *Palmstorfer*, Grundlagenstudie zum Thema „Rechtlicher Rahmen im Fernwärmesektor“, Studie im Auftrag des Bundesministers für Arbeit und Wirtschaft (2024) 27.

⁵⁶ Steiermärkisches Baugesetz, LGBl. Nr. 59/1995 i. d. F. LGBl. Nr. 20/2026.

⁵⁷ Stadt Graz, Verordnungen über Fernwärmeanschlussbereiche; vgl. z. B. hier: https://www.umwelt.graz.at/cms/bei-trag/10438689/13992194/Fernwaermeanschlussauftrag_in_Graz.html.

⁵⁸ Oö. Luftreinhalte- und Energietechnikgesetz 2002, LGBl. Nr. 114/2002 i. d. F. LGBl. Nr. 30/2026.

insbesondere Neubauten von Gebäuden für öffentliche Zwecke sowie Neubauten von Wohngebäuden mit mehr als drei Wohnungen an diese Wärmeversorgungsanlage anzuschließen. Gemeinden können die Anschlusspflicht durch Verordnung ausdehnen. Eine solche Verordnung wurde beispielsweise für die **Stadt Linz** erlassen.⁵⁹ Das Gesetz enthält zudem Ausnahmen, insbesondere für bestimmte Wärmeversorgungen auf Basis erneuerbarer Energieträger (§ 9 Abs. 7 Oö. LuftREnTG).

Keine Aussage treffen diese öffentlich-rechtlichen Regelungen zum Anschlusszwang wiederum über den **Preis**, den Fernwärmeversorgungsunternehmen in solchen Gebieten verlangen dürfen.

Von einem solchen **Anschlusszwang** sind jene Regelungen anderer Bundesländer zu unterscheiden, die Fernwärme zwar bau-, energie- oder raumordnungsrechtlich besonders berücksichtigen, den Anschluss an ein Fernwärmenetz jedoch nicht zwingend vorschreiben.

Niederösterreich sieht etwa in § 44b NÖ Bauordnung⁶⁰ für den Neubau eines konditionierten Gebäudes, eine größere Renovierung und die Erneuerung der Heizungsanlage vor, dass – soweit wirtschaftlich, technisch und funktional durchführbar – zumindest eine von mehreren Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energie gesetzt werden muss. Neben der Beheizung durch am Standort oder in der Nähe erzeugte erneuerbare Energie, der Errichtung einer Solarenergieanlage und dem Bezug erneuerbaren Stroms bzw. Energie aus einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft nennt das Gesetz ausdrücklich den „**Anschluss an eine effiziente Fernwärme- oder Fernkälteversorgung**“. Ein Fernwärmeanschluss ist damit eine gesetzlich anerkannte Möglichkeit zur Erfüllung der energetischen Anforderungen, jedoch **nicht zwingend**, weil alternativ eine der anderen gesetzlich vorgesehenen Maßnahmen gewählt werden kann.

Eine ähnliche Differenzierung ist für **Wien** vorzunehmen. § 118b der Wiener Bauordnung⁶¹ verlangt bei neuen Gebäuden die Deckung des gesamten jährlichen Energiebedarfs durch bestimmte zulässige Energiequellen. Neben erneuerbarer Energie am Standort bzw. in dessen Nähe, Energie aus einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft und Energie aus kohlenstofffreien Quellen nennt die Bestimmung ausdrücklich **Energie aus einem effizienten Fernwärme- und Fernkältesystem** im Sinne des Art. 26 Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2023/1791. Auch hier handelt es sich somit nicht um einen allgemeinen Anschlusszwang an das Fernwärmenetz, sondern um **eine von mehreren gesetzlich vorgesehenen Möglichkeiten zur Deckung des Energiebedarfs**. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund bedeutsam, dass Fernwärme in Wien zugleich eine zentrale Rolle in der Wärmeplanung und bei der Dekarbonisierung des Gebäudebestands einnimmt und der Ausbau der entsprechenden Infrastruktur gezielt vorangetrieben wird.

Auch die Regelungen in **Salzburg, Tirol und Vorarlberg** zeigen, dass Fernwärme auf Landesebene berücksichtigt werden kann, ohne dass damit eine Anschlusspflicht verbunden ist. In **Salzburg** sieht § 52a des

⁵⁹ Vgl. hier: https://www.linz.at/serviceguide/viewchapter.php?chapter_id=122398.

⁶⁰ NÖ Bauordnung 2014, LGBl. Nr. 1/2015 i. d. F. LGBl. Nr. 9/2026.

⁶¹ Wiener Stadtentwicklungs-, Stadtplanungs- und Baugesetzbuch, LGBl. Nr. 11/1930 i. d. F. LGBl. Nr. 28/2026.

Bautechnikgesetzes⁶² im Zusammenhang mit der Datenbank **Energieatlas** insbesondere die Erfassung bzw. Darstellung der Verfügbarkeit und Potenziale von u. a. Fernwärme vor. In **Tirol** ist Fernwärme unter anderem Gegenstand des baurechtlich vorgesehenen Renovierungspasses. § 27 Tiroler Bauordnung⁶³ sieht insoweit Angaben zu einem möglichen Anschluss an ein **effizientes Fernwärme- und Fernkältesystem** vor. Auch diese Regelung begründet keinen Anschlusszwang, sondern soll die Möglichkeit eines solchen Anschlusses bei der energetischen Renovierung eines Gebäudes sichtbar machen. In **Vorarlberg** wird Fernwärme insbesondere im Zusammenhang mit Information und Beratung berücksichtigt. § 49c des Baugesetzes⁶⁴ sieht unter anderem vor, dass geeignete Anleitungen und Schulungen für Energieberater zur Verfügung stehen. Dabei ist auf die optimale Kombination möglicher Energieeffizienzverbesserungen, der Nutzung erneuerbarer Energien und des **Einsatzes von Fernwärme und -kälte** bei Planung, Errichtung und Renovierung von Gebäuden besonders Bedacht zu nehmen.

Für das **Burgenland und Kärnten** ist demgegenüber keine vergleichbare gesetzliche Bestimmung zur Fernwärme ersichtlich.

Insgesamt zeigt sich damit ein abgestuftes Bild: Während die **Steiermark und Oberösterreich** unter bestimmten Voraussetzungen einen tatsächlichen Anschlusszwang ermöglichen bzw. normieren, wird Fernwärme in anderen Bundesländern insbesondere als **Option zur Erfüllung energetischer Anforderungen (Niederösterreich und Wien)**, als **Gegenstand der Energie- und Raumplanung (Salzburg)** oder im **Rahmen von Renovierungs-, Informations- und Beratungsinstrumenten (Tirol und Vorarlberg)** berücksichtigt.

Ein **mittelbarer Anschlusszwang an die Fernwärme kann sich zudem aus der Ausgestaltung von Förderinstrumenten ergeben**, ohne dass es eines ausdrücklichen Anschlusszwangs, wie oben beschrieben, bedarf. So wird landesrechtlich die Entscheidung für Fernwärme als Heizungsform bzw. der Umstieg aus fossilen Energieträgern auf Fernwärme finanziell gefördert. Diese Fördermaßnahmen sind vom öffentlich-rechtlichen Anschlusszwang zu unterscheiden: Sie verpflichten grundsätzlich nicht zur Nutzung von Fernwärme, können aber einen erheblichen wirtschaftlichen Anreiz für deren Nutzung schaffen.

So fördert **Oberösterreich** Fern- und Nahwärmeanschlüsse derzeit mit € 140 je kW Anschlussleistung, maximal € 2.800 und grundsätzlich höchstens 50 % der förderungsfähigen Nettokosten.⁶⁵ Daneben werden in Oberösterreich jedoch auch die Einrichtung alternativer Anlagen, wie Solaranlagen oder Wärmepumpen, gefördert, so dass keine exklusive Förderung für Fernwärme besteht. **Salzburg** sieht für den Anschluss an klimafreundliche oder hocheffiziente Nah-/Fernwärme grundsätzlich einen Direktzuschuss von

⁶² Salzburger Bautechnikgesetz 2015, LGBl. 1/2016 i. d. F. LGBl. 78/2025.

⁶³ Tiroler Bauordnung 2022, LGBl. Nr. 44/2022 i. d. F. LGBl. Nr. 51/2026.

⁶⁴ Vorarlberger Baugesetz, LGBl. Nr. 52/2001 i. d. F. LGBl. Nr. 41/2026.

⁶⁵ Land Oberösterreich, Förderprogramm für Wärmepumpen, Fernwärmeanschlüsse und thermische Solaranlagen; vgl. hier: <https://www.land-oberoesterreich.gv.at/kesseltausch.htm>.

€ 3.000 vor, begrenzt auf 40 % der förderungsrelevanten Investitionskosten.⁶⁶ Bemerkenswert ist dabei, dass der Fernwärmeanschluss förderrechtlich priorisiert wird: Erst wenn ein solcher Anschluss technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist, kommt die Förderung bestimmter anderer erneuerbarer Heizsysteme in Betracht.⁶⁷ In Salzburg besteht damit eine klare (förderrechtliche) **Priorisierung von Fernwärme**.

Auch **Tirol** fördert den erstmaligen Anschluss bestehender Wohngebäude an Fern-/Nahwärme aus entsprechenden erneuerbaren Quellen. Vorgesehen ist insbesondere ein Einmalzuschuss in Höhe von 30 % der förderbaren Kosten bzw. alternativ eine Förderung in Form eines Annuitätenzuschusses.⁶⁸ Im **Burgenland** bestehen ebenfalls verschiedene, zeitlich begrenzte Förderungen für Nah-/Fernwärmeanschlüsse; wieder unter Priorisierung von Fernwärme gegenüber Alternativen.⁶⁹ Auch in **Kärnten**⁷⁰ und **Vorarlberg**⁷¹ gibt es bestimmte Förderungen für den Anschluss an Fernwärme.

Eine besondere praktische Bedeutung kommt der Förderung in **Wien** zu. Die Stadt Wien fördert den Umstieg von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger, darunter, neben beispielsweise Heizungs-wärmepumpen oder Biomasseanlagen, auch **Fernwärme**. Die Stadt fördert sowohl die erstmalige Herstellung einer zentralen Wärmeversorgung mit Fernwärmeanschluss als auch die Umstellung bestehender Heizungsanlagen auf Fernwärme. Im Zusammenhang mit Fernwärmeausbauprojekten weist die Stadt zudem auf Fördermöglichkeiten für einen Teil der Investitionskosten hin. Ergänzend bestehen Förderinstrumente für die Dekarbonisierung bzw. den vollständigen Ausstieg aus fossilen Heizsystemen.⁷² Daneben bestehen in Wien jedoch auch im Rahmen der Dekarbonisierungsprämie Förderungen für den Ausstieg aus Gas und Umstieg auf z. B. Wärmepumpen. Die Stadt Wien weist unter „**Fernwärme Heute**“ Gebiete entlang bestehender Fernwärmeleitungen aus, in denen der Anschluss von Gebäuden - vorbehaltlich einer technischen Prüfung - grundsätzlich möglich sein soll.⁷³ Ebenso treibt die Stadt Wien den Ausbau der Fernwärme weiter voran und weist „**Fernwärme Zukunft**“-Gebiete aus, in denen der Ausbau geplant ist. Als konkrete Ansprechpartnerin für den gewünschten Umstieg auf Fernwärme wird jeweils auf die Wien Energie verwiesen. Erwähnenswert ist in dem Zusammenhang z. B. der Austausch fossiler Heizungssysteme im 6. Wiener Gemeindebezirk Mariahilf. Hierzu weist die Stadt Wien aus, dass die Hauseigentümerinnen und -eigentümer in der betroffenen Zone von Wien Energie in persönlichen Schreiben über die

⁶⁶ Land Salzburg, Erneuerbare Zentralheizungen; vgl. hier: <https://www.salzburg.gv.at/energiefoerderung/erneuerbare-zentralheizungen>.

⁶⁷ Land Salzburg, Energie-/Heizungsförderung, erneuerbare Zentralheizungen.

⁶⁸ Land Tirol, Wohnbauförderung, Fernwärmeanschluss mit Biomasse/Abwärme; vgl. hier: <https://www.tirol.gv.at/bauen-wohnen/wohnbaufoerderung/sanierung/fernwaermeanschluss-mit-biomasse-abwaerme/>.

⁶⁹ Land Burgenland, Richtlinie 2026 zur Förderung von nachhaltigen Technologien, Nah-/Fernwärmeanschlüsse.

⁷⁰ Land Kärnten, Förderrichtlinie Erneuerbare Wärme, Fernwärmeanschluss sowie Richtlinie 2026 Richtlinie zur Förderung für den Tausch eines fossilen Heizungssystems und den Einbau von hocheffizienten alternativen Heizsystemen.

⁷¹ Land Vorarlberg, Förderung Heizungstausch 2026.

⁷² Stadt Wien, Förderung der Errichtung bzw. Umstellung/Nachrüstung von Heizanlagen und Dekarbonisierungsförderungen; vgl. hier: <https://www.wien.gv.at/amtswege/errichtung-umstellung-nachruistung-heizanlagen-foerderungsantrag>.

⁷³ Vgl. hier: <https://www.wien.gv.at/umwelt/fernwaerme-heute-gebiet>.

Vorteile von Fernwärme, technische Möglichkeiten, den Anschlussprozess und finanzielle Förderungen informiert werden, um vom Umstieg auf Fernwärme zu überzeugen.⁷⁴

Auch in **Niederösterreich** wurde der Umstieg auf Fernwärme im Rahmen von Förderinstrumenten wie „Sauber Heizen für Alle 2026“ bis Mitte 2026 berücksichtigt.⁷⁵ Daneben bestehen **bundesweite Förderinstrumente**, insbesondere im Rahmen der Umweltförderung im Inland, die unter bestimmten Voraussetzungen klimafreundliche Technologien, wie Fernwärmeanschlüsse, von **Unternehmen**, Gemeinden und anderen Förderungswerbern unterstützen.⁷⁶ Diese Art der Förderung steht Verbraucherinnen und Verbrauchern nicht zur Verfügung.

Ergänzend schreiben auf landesgesetzlicher Ebene teilweise **Wohnbauförderungsgesetze** vor, dass bei der Förderung der Errichtung von Wohnungen der Anschluss an in zumutbarer Entfernung vorhandene Fernwärme vorzuschreiben ist (so z. B. § 47 Abs. 2 Stmk WFG).

Insgesamt lassen sich damit **drei unterschiedliche Formen der rechtlichen bzw. wirtschaftlichen Begünstigung der Fernwärme** unterscheiden: Erstens kann ein **öffentlich-rechtlicher Anschlusszwang** bestehen, wie insbesondere in der Steiermark und in Oberösterreich. Zweitens kann Fernwärme im Bau-, Energie- und Raumordnungsrecht als **bevorzugte oder ausdrücklich anerkannte Möglichkeit zur Erfüllung energetischer Anforderungen bzw. als Gegenstand der Wärme- und Energieplanung** vorgesehen werden, wie insbesondere in Niederösterreich, Wien, Salzburg, Tirol und Vorarlberg. Drittens bestehen **finanzielle Förderinstrumente**, durch die der Anschluss an Fern- und Nahwärmenetze wirtschaftlich unterstützt und teilweise gegenüber anderen Wärmeversorgungssystemen priorisiert wird.

5.3. Zusammenfassung

Zusammenfassend soll das Zusammenspiel der Vielzahl gesetzlicher Regelungen für den Bereich der Fernwärme **an einem Beispiel illustriert** werden. Angenommen wird ein Mehrparteienhaus mit 20 Wohnungen.

Zunächst ist anhand landesgesetzlicher Bestimmungen festzustellen, ob ein Anschlusszwang für das betreffende Gebäude besteht. Wenn ja, so schließen die Eigentümer bzw. die Wohnungseigentümergemeinschaft einen Vertrag mit dem entsprechenden Fernwärmeversorger. Auf diesen Vertrag kommt allgemeines Zivilrecht (u. U. inkl. konsumentenschutzrechtlicher Bestimmungen, wenn der Vertrag zwischen dem Fernwärmeunternehmen und einem Verbraucher bzw. einer Verbraucherin zustande kommt)

⁷⁴ Vgl. hier: <https://www.wien.gv.at/mariahilf/ausbau-fernwaerme>.

⁷⁵ Land Niederösterreich, „Sauber Heizen für Alle 2026“; vgl. hier: https://www.noe.gv.at/noe/Sanieren-Renovieren/sauber_heizen.html.

⁷⁶ Vgl. hier: <https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/fernwaermeanschluss-100-kw>.

zur Anwendung. Dieser Vertrag bestimmt auch den Preis, der für die Lieferung der Fernwärme zu bezahlen ist und der sich regelmäßig in Grund-, Arbeits- und Messpreis aufteilt. Ebenso nach zivilrechtlichen Vorgaben (insb. KSchG) sind eventuell vertraglich vereinbarte Preisanpassungsklauseln zu beurteilen, die den Preis für die Fernwärme im Verlauf der Vertragslaufzeit sowohl nach unten als auch nach oben verändern können. Die Kosten der an das Mehrparteienhaus gelieferten Fernwärme müssen dann auf die 20 Wohnungen verteilt werden. Das HeizKG – sofern es zur Anwendung gelangt – sieht hierbei für den Großteil der Kosten eine Verteilung nach dem tatsächlichen Wärmeverbrauch vor, der restliche Teil wird nach der Nutzfläche verteilt.

6. Wettbewerbliche Einordnung

Im Folgenden wird die aktuelle kartellrechtliche Marktabgrenzung in der Europäischen Union und Deutschland dargelegt. Basierend auf deren Entscheidungspraxis werden Überlegungen zur Marktherrschaft für Österreich angestellt. Anschließend werden die Ergebnisse der Fernwärme auf die Frage zu bekannten wettbewerblichen Problemen am Fernwärmemarkt zusammengefasst und das Argument Systemwettbewerb eingeordnet.

6.1. Marktabgrenzung in der Europäischen Union und Deutschland

In Österreich fehlt bislang eine allgemeingültige oder kartellgerichtlich bestätigte Marktabgrenzung für den Fernwärmesektor. Hilfsweise kann auf die Marktabgrenzungen der Europäischen Kommission sowie von deutschen Kartellbehörden verwiesen werden.

Zusammengefasst gehen diese Wettbewerbsbehörden von einem in sachlicher Hinsicht separaten Markt für Fernwärme aus, der räumlich auf das jeweilige Fernwärmenetz beschränkt ist. Teilweise wird bei der Erstentscheidung für ein Heizsystem ein gemeinsamer Markt für Fernwärme und alternative Energieträger angenommen.

Es gibt keine Hinweise darauf, dass sich die abgegrenzten Fernwärmemärkte vom österreichischen Fernwärmesektor in einer Art unterscheiden, die zu einer grundlegend anderen Marktabgrenzung in Österreich führen würde.

6.1.1. Marktabgrenzung der Europäischen Kommission

Die Europäische Kommission geht in ihrer bisherigen Entscheidungspraxis in sachlicher Hinsicht von einem separaten Fernwärmemarkt aus.⁷⁷ In einzelnen Verfahren wurde noch einmal feiner differenziert und zwischen einem Markt für die Produktion und einem diesem nachgelagerten für den Vertrieb unterschieden.⁷⁸

In räumlicher Hinsicht sieht die Europäische Kommission den Markt auf das jeweilige Fernwärmenetz beschränkt.⁷⁹

⁷⁷ Kommission, M.8860 – Fortum/Uniper, Rn. 147, Kommission, M.10719 – PGGM / DIF / FUDURA, Rn. 38.

⁷⁸ Kommission, M.8952 – Steag Beteiligungsgesellschaft mbH/Siemens Project Ventures GmbH/Steag GuD Herne GmbH, Rn. 17.

⁷⁹ Kommission, M.8860 – Fortum/Uniper, Rn. 150, Kommission, M.9990 – Vattenfall GmbH/Engie BeteiligungsGmbH/Gasag Berliner Gaswerke AG, Rn. 81-83, Kommission, M.5793 – Dalkia CZ/NWR Energy, Rn. 17, Kommission, M.5365 – IPO/ENBW/Praha/PT, Rn. 16, Kommission, M.4238 – E.ON/Prazska Plynarenska, Rn. 21.

Die primäre Begründung liegt darin, dass die verschiedenen Fernwärmenetzwerke (aus technischen Gründen) nicht miteinander verbunden sind, sondern vielmehr verschiedene Netze verschiedene geographische Bereiche abdecken. Die Netze sind damit nicht substituierbar und damit auch jedes Netz als eigener Markt anzusehen.⁸⁰

6.1.2. Marktabgrenzung des deutschen Bundeskartellamts und der Landeskartellämter

In Deutschland haben sich sowohl das Bundeskartellamt als auch verschiedene Landeskartellbehörden in mehreren Untersuchungen mit dem Fernwärmesektor auseinandergesetzt. Die nachfolgende Marktabgrenzung fasst die Ergebnisse des Bundeskartellamts⁸¹ und der Landeskartellbehörden von Niedersachsen⁸² und Nordrhein-Westfalen⁸³ überblicksmäßig zusammen.

Die deutschen Kartellbehörden und die deutsche Rechtsprechung gehen grds. von einem separaten Fernwärmemarkt mit Marktbeherrschung durch den jeweils dort aktiven Fernwärmeanbieter aus. Das Bundeskartellamt hebt bezüglich der sachlichen Marktabgrenzung ergänzend hervor, dass neuere Rechtsprechung und Analysen differenzieren: Bei Neuanschaffung eines Systems zur Beheizung von Gebäuden müsse von einem Systemwettbewerb ausgegangen werden, der nicht nur die Fernwärme, sondern auch Gas, Heizöl, Kohle, Strom, Holzpellets, Solarenergie und andere Energieträger umfasst, falls keine Verpflichtung zum Fernwärmebezug besteht.⁸⁴ Ist die Entscheidung für ein Heizsystem gefallen, wird für diesen Wärmeträger von einem separaten Versorgungsmarkt ausgegangen. Dies wird insb. durch die hohen Investitionskosten und die lange Nutzungsdauer von 15-20 Jahren begründet.⁸⁵

In geographischer Hinsicht gehen sowohl das Bundeskartellamt als auch die jeweiligen Landeskartellbehörden davon aus, dass der Markt sich räumlich auf das jeweilige Fernwärmenetz beschränkt. Verbindungen zwischen den Netzen seien de facto inexistent und auch nicht wirtschaftlich sinnvoll.⁸⁶

⁸⁰ Kommission, M.5793 – Dalkia CZ/NWR Energy, Rn. 14.

⁸¹ Siehe „Sektoruntersuchung Fernwärme“ des Bundeskartellamts (August 2012).

⁸² Siehe „Fernwärmemarktes Niedersachsen“ Abschlussbericht der Landeskartellbehörde Niedersachsen (Stichtag 31.12.2013).

⁸³ Siehe „Sektoruntersuchung Fernwärme“ der Landeskartellbehörde Nordrhein-Westfalen (Stichtag 01.08.2020).

⁸⁴ Siehe „Sektoruntersuchung Fernwärme“ des Bundeskartellamts (August 2012), Rn. 174f, „Sektoruntersuchung Fernwärme“ der Landeskartellbehörde Nordrhein-Westfalen (Stichtag 01.08.2020).

⁸⁵ Siehe „Sektoruntersuchung Fernwärme“ des Bundeskartellamts (August 2012), Rn. 175, „Sektoruntersuchung Fernwärme“ der Landeskartellbehörde Nordrhein-Westfalen (Stichtag 01.08.2020), „Fernwärmemarktes Niedersachsen“ Abschlussbericht der Landeskartellbehörde Niedersachsen (Stichtag 31.12.2013).

⁸⁶ Siehe „Sektoruntersuchung Fernwärme“ des Bundeskartellamts (August 2012), Rn. 179, „Sektoruntersuchung Fernwärme“ der Landeskartellbehörde Nordrhein-Westfalen (Stichtag 01.08.2020), „Fernwärmemarktes Niedersachsen“ Abschlussbericht der Landeskartellbehörde Niedersachsen (Stichtag 31.12.2013).

6.2. Marktbeherrschung

§ 4 Abs. 1 KartG zufolge ist der Marktbeherrschungsbegriff für ein Unternehmen wie folgt definiert:

„Marktbeherrschend im Sinn dieses Bundesgesetzes ist ein Unternehmer, der als Anbieter oder Nachfrager

1. keinem oder nur unwesentlichem Wettbewerb ausgesetzt ist oder

2. eine im Verhältnis zu den anderen Wettbewerbern überragende Marktstellung hat; dabei sind insbesondere die Finanzkraft, die Beziehungen zu anderen Unternehmern, die Zugangsmöglichkeiten zu den Beschaffungs- und Absatzmärkten, die Bedeutung seiner Vermittlungsleistungen für den Zugang anderer Unternehmer zu Beschaffungs- und Absatzmärkten, der Zugang zu wettbewerblich relevanten Daten, der aus Netzwerkeffekten gezogene Nutzen sowie die Umstände zu berücksichtigen, die den Marktzutritt für andere Unternehmer beschränken.“

Die Schlussfolgerungen der Kartellbehörden und Rechtsprechung beschreiben auch die Situation in Österreich, wonach i. d. R. ein spezifisches Gebiet nur von einem Fernwärmeunternehmen mit Fernwärme versorgt wird.

Es besteht theoretisch die Möglichkeit von Wettbewerb zwischen einzelnen Fernwärmeversorgungsunternehmen. Es ist einerseits möglich, dass ein anderes Unternehmen eigene, parallele Versorgungsleitungen für Fernwärme verlegt, andererseits könnte ein Unternehmen seine Fernwärme durch die Trassen eines anderen Unternehmens durchleiten. Beides ist aber i. d. R. unwirtschaftlich oder aus technischen Gründen nicht möglich. Die Etablierung von Wettbewerb ist in der derzeitigen Praxis nicht vorhanden. Einzig ein Systemwettbewerb, welches Heizsystem zur Raumheizung und Warmwasseraufbereitung genutzt werden soll, ist dem Ganzen vorgelagert.

In der Praxis gestaltet sich eine Umstellung auf einen anderen Energieträger (wie auf z. B. Wärmecontracting) zum Zeitpunkt des Vertragsendes regelmäßig als mit gewissen Schwierigkeiten verbunden. Oftmals schließen lokale Gegebenheiten eine Umstellung aus, wie etwa räumliche Umstände oder Gebäudeverhältnisse, aber auch rein wirtschaftliche Beweggründe können einer Umstellung entgegenstehen. Eine Umstellung erfolgt daher in den meisten Fällen auch bei Vertragsende nicht.

Die deutsche Rechtsprechung und das Bundeskartellamt gehen daher von einem separaten Fernwärme-markt mit Marktbeherrschung der jeweiligen Fernwärmeunternehmen aus, was auch für Österreich plausibel erscheint.

6.3. Wettbewerb aus Sicht der Fernwärmeunternehmen

Die befragten Fernwärmeunternehmen geben an, dass ihnen keine wettbewerblichen Probleme in ihren jeweiligen Versorgungsmärkten bekannt sind. Sofern begründet, wurden folgende Argumente vorgebracht:

Systemwettbewerb. Wettbewerb entstehe durch einen funktionierenden Systemwettbewerb, vor allem bei Neukundinnen und Neukunden. Hier stehe das Produkt Fernwärme in Konkurrenz zu alternativen Wärmeversorgungslösungen wie Gasheizungen, Wärmepumpen oder Pelletheizungen. Der Wettbewerb im Fernwärmesektor sei daher ein Wettbewerb um Investitionsprojekte, wodurch bereits bei der Wahl des Heizsystems ein entsprechender Wettbewerbsdruck entstehe. Ein Unternehmen verweist etwa darauf, dass auch Bestandskunden grds. Wechselmöglichkeiten besitzen, so können Kundinnen und Kunden nach Ablauf der vertraglichen Mindestlaufzeit von der Fernwärme auf alternative Heizsysteme, etwa eine Wärmepumpe, umsteigen. Aus Sicht der Fernwärmeunternehmen habe ein solcher Wechsel wirtschaftliche Folgen, da neben möglichen Rückbaukosten auch die Rentabilität sinkt.

Ausschreibungen. Wettbewerb bestünde auch bei der Errichtung von neuen Fernwärmenetzen, da neue Netze von Gemeinden ausgeschrieben werden.

Einspeisung Dritter. Funktionierenden Wettbewerb sehen einige Unternehmen auch durch die bereits häufig genutzte Möglichkeit zur Einspeisung durch Dritte in ihr Fernwärmenetz bestätigt.

Förderungen: Einen positiven Einfluss auf die Wettbewerbssituation sehen die Unternehmen außerdem durch geeignete Förderinstrumente sowie in Maßnahmen zur Erhöhung der Markt- und Preistransparenz, bspw. durch Preistransparenzdatenbanken (z. B. <https://www.waermepreise.at>).

Die überwiegende Mehrheit der Fernwärmeunternehmen äußerte folglich auch keine **Vorschläge zur Verbesserung der Wettbewerbssituation**, welche über Förderungen zur Technologiediversifizierung hinausgehen. Ein Unternehmen betonte jedoch die Notwendigkeit wirtschaftlich tragfähiger Wärmepreise. Die Preisgestaltung sollte die tatsächlichen Kosten ausreichend berücksichtigen, um Betrieb, Wartung, Instandhaltung und notwendige Reinvestitionen langfristig sicherzustellen. Ein Unternehmen folgert, der Wettbewerb könnte gefördert werden, indem Wertsicherungsklauseln die tatsächlichen Kosten möglichst gut abbilden.

6.3.1. Überlegungen zum Systemwettbewerb

Von Verbraucherseite wurde der BWB über „Frustration“ über das Produkt Fernwärme berichtet, welche sich auch, aber nicht nur, auf den Fernwärmepreis bezog und meist Resultat einer Abhängigkeit zu sein schien, die auf einem Wettbewerbsmarkt so nicht besteht. **Von Fernwärmeseite wurde als Gegenargumentation häufig, wie auch oben, der Systemwettbewerb vorgebracht. Der Systemwettbewerb**

wird in der Branchenuntersuchung nur insoweit berücksichtigt, als er für die wettbewerbliche Beurteilung und die daraus abgeleiteten Empfehlungen von Bedeutung ist. Da dieser aber häufig vorgebracht wird, wird in Folge kurz auf den Systemwettbewerb eingegangen.

Worum geht es? Richtig ist, dass der Wärmebedarf nicht nur durch Fernwärme gedeckt werden muss. Es gibt alternative Heizformen wie Öl-, Gas- oder Pelletheizungen oder Wärmepumpen. Der von der Bundesregierung geplante Ausstieg aus fossilem Gas in der Raumwärme, siehe 4.3. und die Kritik an Ölheizungen aus Umwelt- und Klimaüberlegungen, reduziert dabei politisch die Anzahl der alternativen Heizformen und damit einen möglichen Systemwettbewerb. Die Investitionen in Heizsysteme sind langfristig ausgelegt, weshalb politische Signale (z. B. „Raus aus Gas“) durchaus eine Rolle spielen. Dennoch gibt es alternative Heizungssysteme und diese Konkurrenz bei der Wahl des Heizsystems wird **Systemwettbewerb** genannt. **Aus wettbewerblicher Sicht ist ein Systemwettbewerb auch zu begrüßen. Er löst aber nicht die bestehenden Probleme eines natürlichen Monopols. Zunehmende Fernwärmeerschließung kann, insb. bei gleichzeitigem mittelbaren oder unmittelbaren Anschlusszwang, Einfluss auf den Systemwettbewerb um Neukundinnen und Neukunden nehmen.**

Vollständigkeitshalber sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass Systemwettbewerb für Großabnehmer durchaus eine Bedeutung haben kann. Für den Massenmarkt (private Haushalte und KMU) spielt der Systemwettbewerb eine untergeordnete Rolle. Eine der wenigen Reaktionsmöglichkeiten auf hohe Fernwärmepreise für private Haushalte und KMU ist weniger der Aus- bzw. Umstieg, sondern vielmehr eine Nachfragereduktion. Dies funktioniert aber nur beschränkt und nur bei Tarifen mit hohen verbrauchsabhängigen Preiskomponenten.

Der Systemwettbewerb kann bei der **Neukundengewinnung** und beim **Halten von Bestandskunden**, deren Vertrag ausläuft, eine Rolle spielen. Bei neuen Netzen oder großen Netzausbauten mit einheitlichen Tarifen kann der Systemwettbewerb über die Neukundenakquise wirken. Bei etablierten Netzen verkommt der Systemwettbewerb aber eher zu einem Bleibe- oder Haltewettbewerb. Dennoch, insb. im Privatkunden- und KMU-Segment, neutralisieren sich diese theoretischen Wettbewerbsmöglichkeiten oft durch die faktischen Rahmenbedingungen und Gegebenheiten, da einzelne Endabnehmerinnen und Endabnehmer häufig kaum Einfluss auf die Wahl des Heizsystems haben. Das liegt daran, dass die Entscheidungskompetenz über das Heizsystem und die Verantwortung, die Fernwärmerechnung zu bezahlen, oft auseinanderfallen bzw. fragmentiert sind, wie bei Mieterinnen und Mietern/Vermieterinnen und Vermietern oder Eigentümerinnen und Eigentümern/Bauträgern. Bei Mehrfamilienhäusern ist die Entscheidungsfindung unter den Eigentümerinnen und Eigentümern häufig schwierig und Interessenslagen unterscheiden sich. Niedrige laufende Kosten gegenüber höheren einmaligen Investitionskosten können je nach Altersstruktur der Eigentümerinnen und Eigentümer unterschiedlich bewertet werden.

Hinsichtlich des Verhältnisses Eigentümerin bzw. Eigentümer/Bauträger wurde folgende Darstellung bei der **BWB vorgebracht (Beispiel im Neubau)**:

*Bauträger erhalten Leistungen (in Höhe der Anschlusskosten), um den Fernwärmeanschluss **wirtschaftlich attraktiver** zu machen. Die späteren, an der Entscheidung unbeteiligten Endverbraucherinnen bzw. Endverbraucher haben keine Wahlmöglichkeit und sind langfristig gebunden.*

Der Systemwettbewerb kann für einen Netzausbau nachvollziehbarerweise **expansionsbeschränkend** wirken, da sich bei sinkender Nachfragedichte die Kostenstruktur netzgebundener (zentralisierter) Versorgung gegenüber dezentralen Lösungen verschlechtert. Solange Kundinnen und Kunden eine Auswahl an Heizsystemen haben, gibt es eine wirtschaftliche Grenze, ab welcher die Neukundenakquise nur noch sehr schwierig möglich ist. Aus wettbewerblichen Gesichtspunkten ist daher ein Anschlusszwang, welcher den Systemwettbewerb um Neukundinnen und Neukunden ausschaltet, negativ zu sehen. Aus Wettbewerbsperspektive sollte Fernwärme aufgrund ihrer wirtschaftlichen Attraktivität überzeugen und nicht durch rechtliche Vorgaben durchgesetzt werden.

Eine größere Rolle kann dem Systemwettbewerb bei der **Gründung neuer Fernwärmenetze** zukommen. Ein positiver Effekt muss aber nicht von Dauer sein. Folgende Darstellung orientiert sich an der **BWB mitgeteilten Beispielen**:

*Bei der anfänglichen Preiskalkulation sind zunächst weniger die eigenen Kosten als Grundlage herangezogen worden, sondern die Preisgestaltung alternativer Anbieter. Die **weitere Preisentwicklung** ist dann maßgeblich von der gewählten **Indexierung** abhängig gewesen, was in der Inflationskrise bei zahlreichen Bestandskundinnen und Bestandskunden zu **massiven, von den Kosten entkoppelten Preisanstiegen** geführt hat.*

Zusammengefasst spielt der Systemwettbewerb grds. bei der Gewinnung neuer Kundinnen und Kunden eine Rolle und kann so auch einen Einfluss auf die Bestandskundinnen und Bestandskunden haben. Seine Förderung ist daher aus wettbewerbspolitischer Sicht zu begrüßen. Die Erkenntnisse der Branchenuntersuchung zeigen, dass damit die bestehenden Wettbewerbsdefizite und strukturellen Probleme im Fernwärmesektor nicht ausreichend ausgeglichen werden können. Auch künftig ist dies kaum zu erwarten. Durch veränderte Rahmenbedingungen, insb. den gesetzlich vorgesehenen Ausstieg aus fossilen Energieträgern, ist davon auszugehen, dass der Systemwettbewerb zudem weiter abnehmen wird.

7. Struktur des Fernwärmesektors

In dem vorliegenden Bericht wird der Begriff der Fernwärme wie in der RED II definiert, zugrunde gelegt. Demnach wird Fernwärme als die Verteilung von thermischer Energie in Form von Dampf oder heißem Wasser von zentralen oder dezentralen Produktionsquellen über ein Netz an mehrere Gebäude oder Anlagen zur Nutzung von Raum- oder Prozesswärme verstanden.

Größere Fernwärmeanbieter vermarkten ihre Fernwärme i. d. R. über verschiedene Versorgungsgebiete unterschiedlicher Größe, die sich bspw. an Gemeindegrenzen orientieren können. Die Besonderheit, im Vergleich zu alternativen Energiequellen wie Strom und Gas, liegt darin, dass die Netze nicht miteinander verbunden sind. Aus diesem Grund wird im Bereich der Fernwärme auch von „Inseln“ gesprochen.

Bei den größeren Fernwärmeunternehmen in Österreich handelt es sich überwiegend um Landesenergieversorger und um kommunale Betriebe, es gibt jedoch auch in wesentlich kleinerem Umfang tätige KMU. Im Jahr 2024 entfiel 95 % der abgefragten eingespeisten Wärme auf Unternehmen in öffentlicher Hand. Unter den zehn größten Fernwärmeunternehmen nach Netzlänge befand sich nur ein nicht-öffentliches Unternehmen. Dennoch, fast alle Fernwärmeunternehmen sind gewinnorientiert, wie auf Rückfrage der BWB bestätigt wurde.⁸⁷ Als weiteres wichtiges Unternehmensziel wird häufig der Klimaschutz durch CO₂-neutrale oder emissionsarme Versorgung genannt. So nennen mehr als die Hälfte der befragten Unternehmen Dekarbonisierung als Unternehmensziel. Etwa ein Drittel nennt als Unternehmensziel die Emissionsreduktion. Dies soll durch die Wärmelieferung aus erneuerbaren Energieträgern erreicht werden, was auch die regionale Energieunabhängigkeit fördere. Von einigen Großabnehmern, auch aus der Industrie, wurde der BWB mitgeteilt, dass der Bezug von nachhaltiger Fernwärme einen Beitrag zur Erfüllung eigener übergeordneter Konzernstrategien zur Nachhaltigkeit darstellt. Als weiteres Unternehmensziel wird von etwa einem Viertel der befragten Unternehmen Umweltschutz genannt. Von einigen Fernwärmeunternehmen wurde auch die Versorgungssicherheit bzw. die nachhaltige Versorgung der Bevölkerung mit Wärme genannt. Auch einige Großabnehmer wie Industriebetriebe gaben als Vorteil der Fernwärme die Versorgungssicherheit gegenüber Gasheizungen an, wobei es hierfür notwendig ist, dass das Fernwärmenetz wiederum nicht von unsicher zu beschaffenden Brennstoffen abhängt. Einige Großabnehmer weisen genau auf diesen Umstand bei ihren Fernwärmenetzen und die Gefahr zeitweise drohender Lieferstopps von Gas im Zuge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine hin.

Somit kann festgehalten werden, dass Fernwärmeunternehmen marktwirtschaftlichen Anreizsystemen unterliegen und gewinnorientiert agieren. Dabei ist es unerheblich, dass es sich bei den im Fernwärmesektor tätigen Monopolisten häufig um Unternehmen im öffentlichen Eigentum (mit entsprechenden Einflussmöglichkeiten) handelt. Es handelt sich somit nicht um Märkte mit altruistischen Preissetzungen,

⁸⁷ Eine Ausnahme stellt etwa ein Stadtwerk dar, welches nicht gewinnorientiert sei, da es nur städtische Objekte versorge. Aus Sicht der BWB ist dies nachvollziehbar, da bei einer ausschließlichen Eigenversorgung andere Ziele im Vordergrund stehen.

sondern um monopolisierte Märkte, in denen die marktwirtschaftliche Logik der Gewinnorientierung Anwendung findet.

Die Wertschöpfungskette der Fernwärmebelieferung umfasst mehrere aufeinander abgestimmte Schritte von der Erzeugung der Wärme bis zum Verbrauch. Die häufig vertikal integrierten Unternehmen decken oft mehrere Stufen der Wertschöpfungskette ab.

Tabelle 1: Wertschöpfungskette



7.1. Wärmeaufbringung und -erzeugung

Die Wärmeaufbringung und -erzeugung stellt eine zentrale Wertschöpfungsstufe in der Fernwärmeversorgung dar und umfasst ein breites Spektrum an technischen, organisatorischen und wirtschaftlichen Aufgaben. Sie hat flexibel und bedarfsgerecht auf die Nachfrage zu reagieren, weshalb ein geeigneter Energiemix erforderlich ist, um die Grund- und Mittellast, Spitzenlasten sowie die Reserve- und Notversorgung zuverlässig abzudecken.

Am Beginn dieser Stufe stehen die Anlagenplanung sowie deren Errichtung inkl. Ausschreibung und Beschaffung der benötigten Anlagenteile. Aufgrund der hohen Projektvolumina ist eine tragfähige Finanzierung erforderlich, inkl. der Aufbringung des notwendigen Eigenkapitals. Gleichzeitig sind behördliche Genehmigungen (z. B. Betriebsanlagenbewilligung) notwendig sowie das Beantragen von Förderungen und deren Abwicklung. Diese vorbereitenden Maßnahmen bilden die Grundlage für den Anlagenbau und die darauffolgende Erzeugung. Anzumerken ist, dass die Anlagenplanung und Netzplanung zur Verteilung meist aufeinander abgestimmt erfolgen. Das zeigt sich auch darin, dass beide Stufen durch vertikal integrierte Fernwärmeunternehmen erbracht werden.

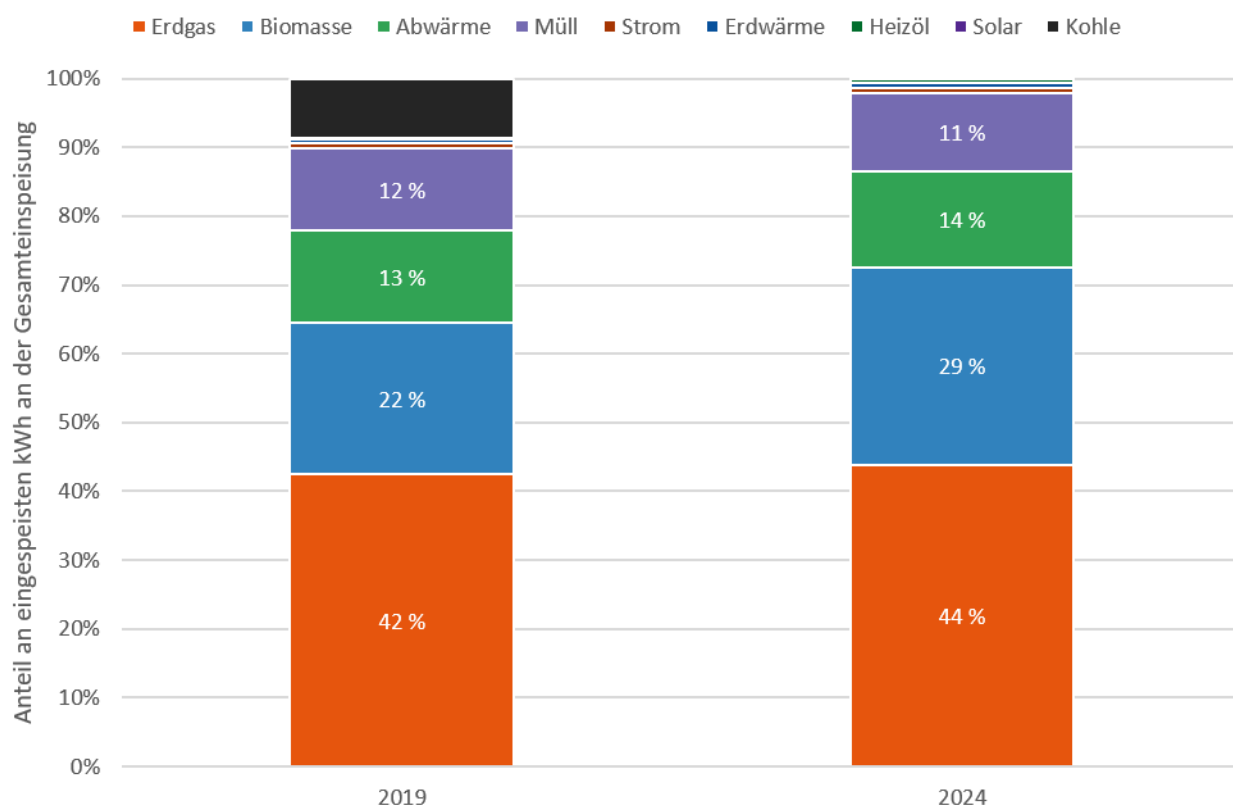
Erzeugungsanlagen befinden sich i. d. R., aber nicht notwendigerweise, im Eigentum des Fernwärmekonzer ns. Ist der Erzeugeranlagenbetreiber unabhängig, so tritt er – soweit der BWB bekannt – nur als Einspeiser auf, nicht aber gegenüber den Endkundinnen und Endkunden als Lieferant, wie es etwa bei Strom und Gas üblich ist. Auf Dritteinspeiser wird unter 7.1.1 näher eingegangen.

Die Erzeugungsstruktur ist vielfältig. Zentrale Wärmeerzeugungsanlagen sind die Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen („KWK-Anlagen“), die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen. Weiters erfolgt die Wärmeerzeugung durch Heizwerke, Müllverbrennungsanlagen sowie Solarthermie- und Geothermieranlagen. Zur Netzstabilität werden teilweise auch Power-to-Heat-Technologien eingesetzt, die Stromüberschüsse in Wärme umwandeln. Diese Technologie habe das Potenzial, die Integration erneuerbarer Stromquellen zu verbessern. Die Wärmeaufbringung kann, wenn geographisch und technisch möglich, auch durch die Einspeisung der Abwärme aus Industrie und Gewerbe als Dritteinspeiser erfolgen, indem Prozesswärme genutzt wird.

Bereits aus der Vielfalt der Wärmeerzeugungsanlagen ergibt sich, dass eine Vielzahl unterschiedlicher Primärenergieträger zum Einsatz gelangt, darunter fossile Energieträger wie Erdgas und Heizöl (etwa zur Deckung von Spitzenlasten und als Ausfallsreserve), Biomasse, z. B. Hackgut, aufbereitetes Altholz oder Altspeiseöl; Müll; Strom (für Power-to-Heat-Anlagen); Solarenergie und Erdwärme sowie industrielle Abwärme aus Produktionsprozessen.

Der saisonübergreifende Einkauf von Brennstoffen ist ein integraler Bestandteil der Versorgungsstrategie bei der Wärmeaufbringung. Abbildung 3 zeigt die Anteile der eingespeisten Energie an der Gesamteinspeisung. Im Jahr 2024 macht Erdgas mit 44 % den überwiegenden Teil aus, gefolgt von Biomasse (29 %) und Abwärme (15 %). In absoluten und relativen Werten sind alle drei Brennstoffformen gegenüber dem Jahr 2019 gewachsen. Müllverbrennung ist mit 12 % der viertwichtigste Brennstoff und zugleich bei den Kosten pro Einheit der günstigste. Auch aufgrund eines besseren Recyclings und weniger brennbaren Materials im Restmüll ist der relative Anteil und die absolute Einspeisemenge leicht rückläufig. Die verbliebenen Einspeiseformen Strom, Erdwärme, Heizöl und Solarenergie sind mit Blick auf Gesamtösterreich derzeit unbedeutend. Für Heizöl gilt eine zeitliche Ausnahme begrenzt auf das Jahr 2022, als dieses kurzzeitig einen Anteil von 5 % erreichte. Kohle, 2019 noch von begrenzter Bedeutung, ist seit 2021 nicht mehr relevant. Im Ergebnis zeigt die Entwicklung 2019 bis 2024 eine Tendenz hin zu Biomasse, wobei Erdgas unverändert der wichtigste Brennstoff bei den von der BWB abgefragten Fernwärmeunternehmen bleibt.

Abbildung 3: Österreichweit verwendete Brennstoffe in der Fernwärmeerzeugung

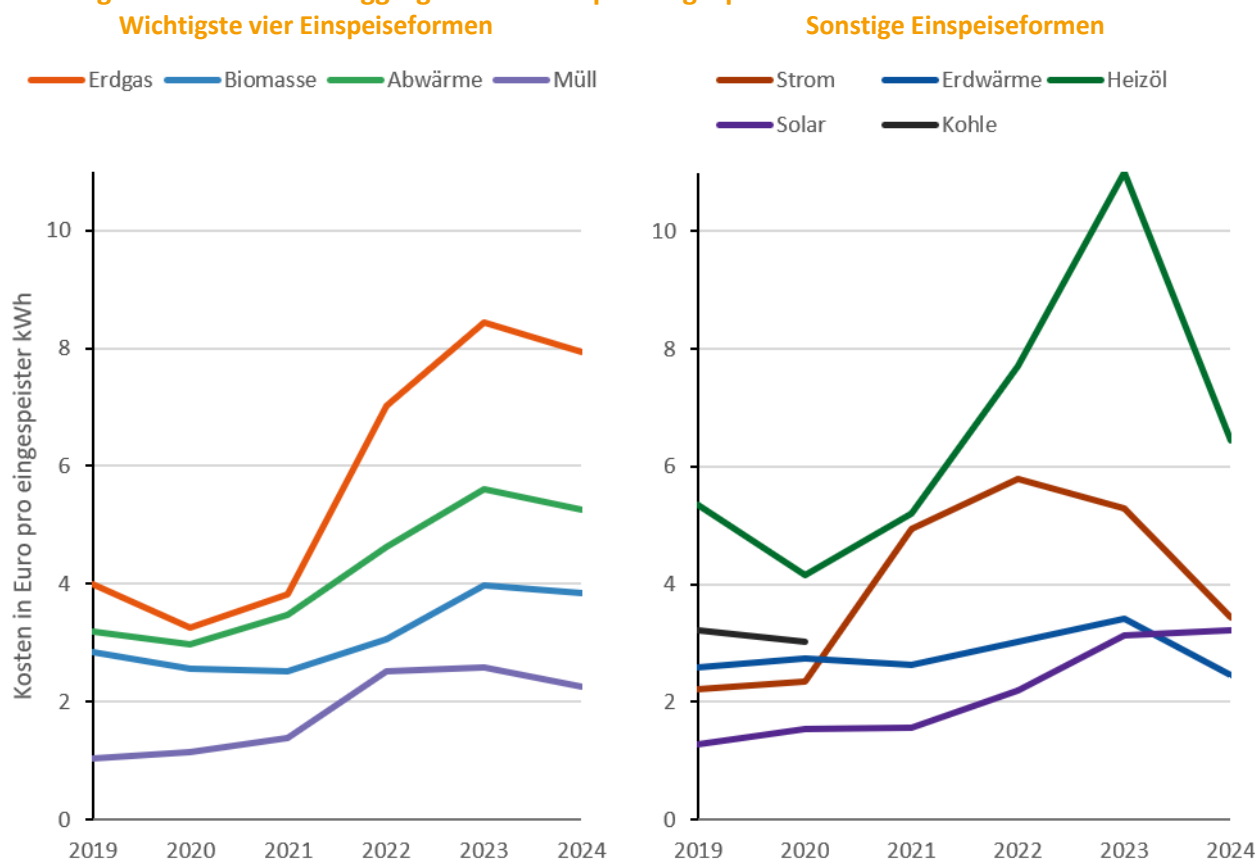


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Die folgende Abbildung 4 zeigt links die Kosten in Euro pro eingespeister kWh Wärme der wichtigsten vier Einspeiseformen – Erdgas, Biomasse, Abwärme und Müllverbrennung –, aggregiert über alle befragten Unternehmen. Rechts daneben werden die weniger verwendeten Energiequellen – Kohle, Erdwärme, Strom, Heizöl und Solarenergie – dargestellt. Bei den wichtigsten Brennstoffen ist der am häufigsten verwendete Brennstoff Erdgas auch am teuersten, wobei sich der Abstand zu den anderen Brennstoffen im Zusammenhang mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine nochmals vergrößert hat. Mit deutlichem Unterschied liegt aktuell (industrielle) Abwärme an zweiter Stelle, gefolgt von Biomasse. Bei der Interpretation gilt es zu berücksichtigen, dass die Kostenstruktur der Einspeiser sehr heterogen ist. Die Kosteneffizienz zwischen Abwärme und Alternativen (wie etwa Biomasse) ist daher im Einzelfall zu beurteilen. Am günstigsten ist die Müllverbrennung, deren Bedeutung jedoch im Zeitverlauf leicht abnimmt. Die Kosten der verbliebenen weniger verbreiteten Einspeiseformen – Kohle, Erdwärme, Strom, Heizöl und Solarenergie – bewegen sich in einem vergleichbaren Korridor. Auffällig sind die hohen Kosten von Heizöl, welche sich eher mit Erdgas vergleichen lassen. Kohle kommt als Brennstoff seit 2020 keine Bedeutung mehr zu. Anders als bei den beiden fossilen Brennstoffen sieht man bei Solarenergie und Erdwärme eine gute Kostenstruktur, welche sich dem Kostenniveau der Müllverbrennung annähert. Strom, wobei Wärme durch (Groß-)Wärmepumpen, Elektrodenkessel o. dgl. produziert wird, zeigt hingegen ähnliche Herausforderungen und Schwankungen wie Erdgas. Im Zusammenhang mit Solarenergie sei angemerkt, dass ihre Energiegewinnung während der Heizsaison ihren Tiefpunkt hat. Damit fallen Nachfrage

und Produktion leider auseinander, was Wärme mit Solaranlagen direkt betrifft und Wärmepumpen indirekt über den Betrieb mit Strom und die Stromerzeugung über Solaranlagen.

Abbildung 4: Österreichweit aggregierte Kosten pro eingespeister Wärme



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Die Brennstoffversorgung und Lagerhaltung sind Aufgaben der Betriebsführung, wie auch die damit zusammenhängende Entsorgung der Asche bei Biomasseanlagen sowie die Überwachung, Instandhaltung, Wartung und der Störungsdienst. Besondere Bedeutung kommt dabei der zeitlich gesteuerten Erzeugung zu, um flexibel auf Kundenanforderungen, etwa durch Witterungseinflüsse sowie Produktionsänderungen reagieren zu können. Einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität können auch Kurzzeitwärmespeicher (Pufferspeicher) liefern, um Lastschwankungen auszugleichen.

Bevor die erzeugte Wärme in das Fernwärmenetz eingespeist werden kann, muss sie entsprechend aufbereitet werden. Diese Wärmeveredelung sorgt dafür, dass die Wärme den technischen Anforderungen des Netzes entspricht. Über Wärmetauscher wird die erzeugte Wärme auf das im Netz zirkulierende Trägermedium (meist Wasser) übertragen. Gleichzeitig erfolgt eine gezielte Druck- und Temperaturregelung, um sicherzustellen, dass die Wärme in geeigneter Form sicher und effizient transportiert werden kann.

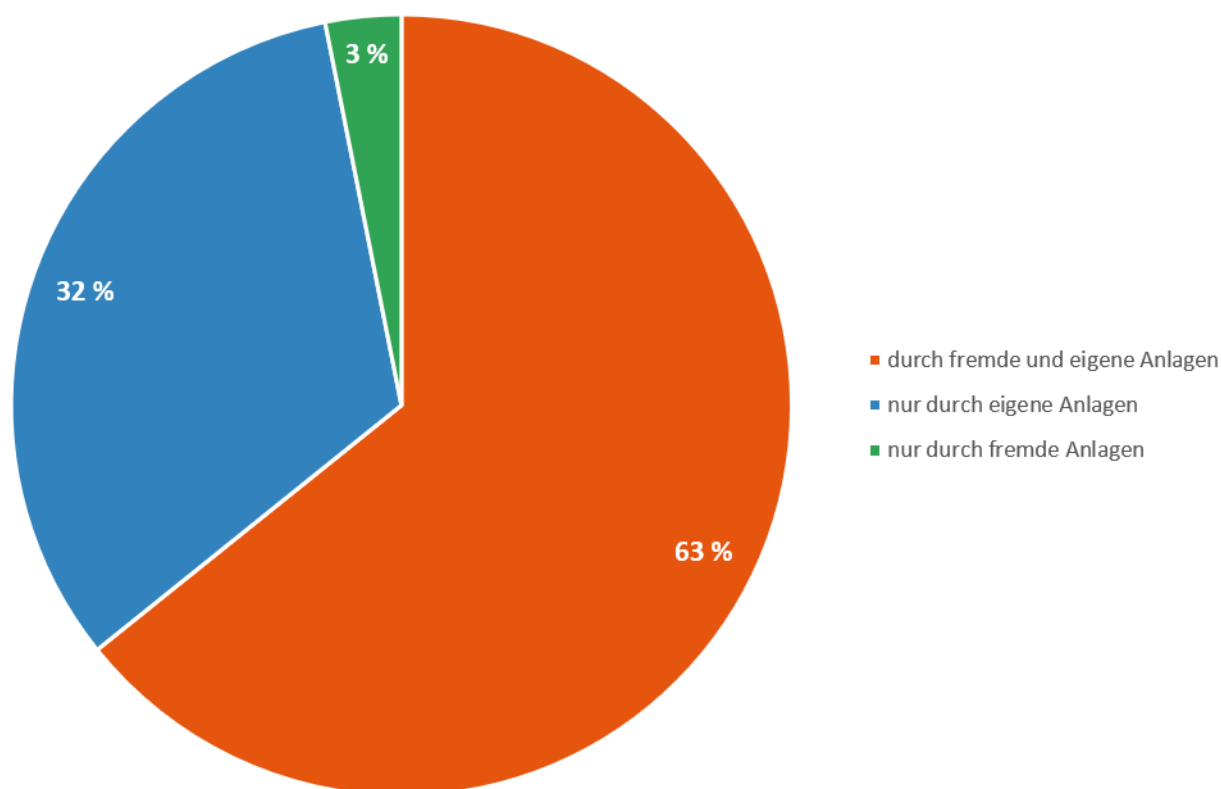
7.1.1. Wärmeeinspeisung von Dritten

Drittzugang oder Third Party Access (TPA) bezeichnet, dass Dritte Zugang zu einem Fernwärmenetz erhalten, mit dem Ziel, Wärme einzuspeisen. Als potenzielle einspeisende Betriebe bzw. Einspeiser kommen vor allem **Gewerbeunternehmen** mit kontinuierlicher, ausreichend hoher Abwärmeleistung sowie **alternative Energieanbieter** wie Betreiber von Biomasseanlagen, Geothermieprojekten oder anderen regenerativen Energiequellen in Frage. Abbildung 3 weiter oben demonstriert, dass der Anteil Abwärme an der Gesamteinspeisung mit rund 14 % schon heute eine verbreitete Einspeiseform darstellt. Eine unmittelbare **geographische Nähe** zum Fernwärmenetz ist notwendig. Erfolgt der Verkauf ausschließlich an Fernwärmeunternehmen, treten letztere als **Monopson** auf, da eine Weiterleitung von Überschusswärme über weite Strecken und/oder in andere Netze i. d. R. nicht möglich ist. Dafür sind nicht zuletzt die hohen Energieverluste beim Transport der Energie in den Fernwärmenetzen verantwortlich. Bei Strom- oder Gasnetzen sind die Verluste deutlich geringer.

Die BWB hat den Fernwärmeunternehmen **Fragen zum Drittzugang übermittelt**. Der Großteil der befragten Unternehmen hat sich dazu positiv geäußert und macht dies bereits heute (siehe Abbildung 5). Skepsis gab es bei zwei Unternehmen hinsichtlich einer spezifischen Interpretation des Drittzugangs, nämlich der Schaffung eines bei Strom und Gas üblichen Durchleitungswettbewerbs auch bei Fernwärme, im Gegensatz zu einem ausschließlichen Verkauf der Wärme des Drittanbieters an das Fernwärmeunternehmen.

Die Wärmeeinspeisung durch Dritte, also nicht mit dem Fernwärmeunternehmen verbundene Unternehmen, kann zur Deckung der Grund- und Mittellast beitragen. Zu denken ist hier bspw. an die Einspeisung von industrieller Abwärme. Auch ist die Einspeisung von Wärme durch Dritte eine Möglichkeit, die Konzentration bei der Fernwärmeerzeugung zu senken und gleichzeitig die Resilienz zu erhöhen, indem die Abhängigkeit von einzelnen Wärmebezugsquellen reduziert wird (Diversifizierung), sofern eine Netzeintegration möglich ist. Bereits jetzt enthalten 65 % der erzeugten Wärme auch einen Fremdanteil, wie Abbildung 5 zeigt.

Abbildung 5: Herkunft der Wärmeeinspeisung je Netzgebiet, gewichtet



Anmerkung: Angabe je Netzgebiet, gewichtet nach Netzlänge 2024.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Fernwärmeunternehmen bewerten diese Form der Wärmeeinspeisung bzw. aus Netzsicht des Wärmebezugs unterschiedlich. Sie wird eher kritisch bewertet, wenn Einspeiser keine gesicherte Energie liefern können. Sofern ein Einspeiser den wesentlichen Anteil der Grundlast für das Fernwärmenetz stellt und damit unverzichtbar ist, wird Wärmeeinspeisung durch Dritte hingegen sehr positiv gesehen.

Ein Drittzugang ist grds. zu befürworten. Gleichzeitig sind Regeln für die Verweigerung der Dritteinspeisung notwendig, um die wirtschaftliche Netzeffizienz nicht zu gefährden. Die für die Dritteinspeisung relevanten Bestimmungen in der RED III-RL, insb. Art. 24, wurden bisher in Österreich nicht umgesetzt. Zusätzlich zu Verpflichtungen für die Fernwärmeunternehmen sind spiegelbildlich Verpflichtungen für potenzielle Dritteinspeiser vorstellbar. Hierzu finden sich unionsrechtliche Vorgaben in Art. 26 EED III-RL⁸⁸ für gewisse neu geplante Anlagen bzw. Anlagen, die erheblich modernisiert werden. Ganz generell findet sich die Vorgabe für die Mitgliedstaaten: „Die Mitgliedstaaten streben an, Hemmnisse für die Nutzung von Abwärme zu beseitigen und die Nutzung von Abwärme zu unterstützen, wenn die Anlagen neu geplant oder modernisiert werden.“

⁸⁸ Richtlinie 2023/1791/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.9.2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/9555, ABl 2023 L 231/1.

Aus einer Marktperspektive kommt eine Einspeisung nur zu Stande, wenn beide Vertragsparteien einen Vorteil sehen:

- **Fernwärmeunternehmen:** Die anfallenden Gesamtkosten der eingespeisten Wärme – einschließlich notwendiger Temperaturanpassungen und Investitionen, abzüglich aller Förderungen – sollten nicht höher sein als die Kosten einer alternativen Wärmeerzeugung bzw. Einspeisung. Wenn diese Gesamtkosten über den Alternativen liegen, entstehen Mehrkosten, welche wiederum finanziert werden müssen – sei es über höhere Endverbraucherpreise oder durch sinkende Margen. Ausschlaggebend wäre, dass diese Mehrkosten langfristig bestehen bleiben und nicht lediglich kurzfristiger Natur sind, da auch die Einspeisung langfristig ausgelegt wird (befristete Verträge dauern rund 15 Jahre mit Verlängerungsoptionen, wobei es auch unbefristete Einspeiseverträge gibt).
- **Einspeiser:** Es muss ein Nutzen entstehen. Dabei kann sich der subjektive Nutzen für einen konventionellen Heizkraftwerksbetreiber, der einspeisen will, von einem nachhaltig bewussten Industriebetrieb mit Abwärme unterscheiden, denn der Nutzen kann nicht nur monetärer Natur sein. Die Weitergabe von Wärme kann auch eine Verbesserung der eigenen Nachhaltigkeitsüberlegungen darstellen.

Damit ein Vertrag zustande kommt, bleibt die Wirtschaftlichkeit für beide Seiten aber letztlich der entscheidende Faktor. **Regelungen für Dritteinspeiser sollten sich daher auch mit Fragen rund um die Verhandlungsmacht zwischen den Vertragsparteien auseinandersetzen.** Dabei kommt insb. einem planungssicheren Einspeisetarif – auch im Hinblick auf die Risikoverteilung – eine zentrale Rolle zu.

Abbildung 4 zeigt, dass die Kosten für Abwärme zwar im Durchschnitt niedriger sind als jene von Erdgas, aber höher als die Kosten anderer alternativer Energieträger wie Biomasse. Wichtig ist, dass dies eine gewichtete Durchschnittsbetrachtung darstellt und es große Unterschiede je Einspeiser von Abwärme gibt. Die Beurteilung ist jeweils netzspezifisch, weshalb eine zusätzliche Abwärmeeinspeisung auch in Netzen mit ausschließlich Biomasse oder Müll wirtschaftlich sein kann.

Insb. bei der Einspeisung industrieller Abwärme können sich auch zusätzliche Umwegrentabilitäten ergeben, etwa durch eine erhöhte Standortsicherung für den Industriebetrieb. Externe Effekte aus der Standortpolitik und Umwegrentabilitäten spielen für Fernwärmeunternehmen jedoch bislang kaum eine Rolle.

Folgende Zitate zweier Fernwärmenetzbetreiber beschreiben exemplarisch die **Sichtweise der meisten Fernwärmeunternehmen** auf das Thema:

„Netzbetreiber haben von sich aus ein virulentes Interesse, so viel regenerative Wärme wie möglich in die Netze zu holen. Das liegt einerseits an prinzipiell günstigeren, zu erwartenden Kostenstrukturen. Andererseits führt ein hoher Anteil an regenerativer Wärme im Netz zu einem verminderten Emissionsfaktor des Produktes Fernwärme.“

„Selbstverständlich stellt die Integration von Drittanbietern in Fernwärmenetze eine hervorragende Möglichkeit dar, lokale, erneuerbare Energien effektiver in das System zu integrieren. Die Entscheidung, Drittanbieter als Einspeiser zuzulassen, hängt jedoch maßgeblich von den lokalen Gegebenheiten und Potenzialen ab.“

Die Komplexität ergibt sich für die Fernwärmeunternehmen vor allem aus **technischen, wirtschaftlichen, organisatorischen und bürokratischen Hürden**, die auch netzspezifisch sein können. Zusammenfassend wurde insb. auf folgende Voraussetzungen von den Fernwärmeunternehmen hingewiesen:

1. **Qualitätsstandards:** Temperatur, Druck und Wasserqualität müssen eingehalten werden. Eine hydraulische Trennung durch Wärmeübergabestationen kann notwendig sein.
2. **Temperatur:** Erforderlich ist eine hohe Vorlauftemperatur. Liegt diese nicht vor, muss eine Temperaturanhebung, etwa durch eine Wärmepumpe, erfolgen. Dies setzt ausreichend groß dimensionierte Stromanschlüsse und eine Wirtschaftlichkeitsprüfung voraus.
3. **Systemdruck:** Die Einspeisung muss den Netzdruckanforderungen entsprechen.
4. **Integration:** Das Netz muss so ausgelegt sein, dass mehrere Einspeisepunkte möglich sind, ohne die Netzstabilität oder Versorgungssicherheit zu gefährden.
5. **Regelungstechnik:** Erforderlich ist eine präzise Mess- und Regeltechnik sowie die Integration in die zentrale Fahrplan- und Prognosesteuerung.
6. **Standort:** Eine geringe Entfernung zur Einspeisestelle reduziert Verluste und Anschlusskosten.
7. **Leistung und Verfügbarkeit:** Die einzuspeisende Wärme muss eine Mindestleistung erbringen und im Hinblick auf die Lastprofile der Abnehmer passend verfügbar sein.

Für die Wirtschaftlichkeit einer Einspeisung ebenfalls ausschlaggebend sind folgende Faktoren: (a) saisonale Verteilung; (b) Einspeisezeitpunkt/Steuerbarkeit der Einspeisung; (c) Ausfallshäufigkeiten, Ausfallrisiken, Spitzenlasten o. dgl.; (d) gesicherte Einspeisedauer und Mindestvertragsdauer; (e) Investitionen, die zur Nutzung der einzuspeisenden Wärme notwendig sind; und (f) Betriebskosten für die Einspeisung der Wärme.

Die **organisatorischen Voraussetzungen** müssen gegeben sein, da die **Koordination mehrerer Einspeiser** komplex werden kann. Insgesamt führt die Integration mehrerer externer Wärmequellen zu einer höheren organisatorischen und technischen Komplexität. Anpassungen im Rücklauftemperaturmanagement und in der Druckregelung, zusätzliche Pumpkapazitäten sowie kontinuierliche Prüfprozesse sind erforderlich, um die Netzkompatibilität sicherzustellen.

Zentral sind somit technische Voraussetzungen, wobei es um die **Kompatibilität der eingespeisten Wärme mit den Parametern des bestehenden Netzes** geht. Die Voraussetzungen sind entweder gegeben oder müssen geschaffen werden, womit die Einspeisung letztlich von **wirtschaftlichen Überlegungen** abhängig wird. Für Fernwärmeunternehmen geht es nicht nur um die Einspeisung, sondern ggf. auch um

eine Ersatzversorgung bei Anlagenausfällen sowie Sanktionen bei Nichteinhaltung. Sollte bspw. der Dritteinspeiser kurzfristig ausfallen (bspw. durch Insolvenz oder betriebsbedingte zeitweise Einstellung der abwärmeerzeugenden Tätigkeit), steht das Fernwärmeunternehmen vor der Herausforderung, kurzfristig die betreffende Wärme selbst zu ersetzen.

Fazit: Ein Anschluss, etwa von industrieller Wärme, an ein Fernwärmenetz kann industriepolitisch und klimapolitisch gewollt sein, sich aber wirtschaftlich nur unter bestimmten Bedingungen rechnen. Eine **wesentliche Bedingung** für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung ist der **Einspeisetarif**, wobei ein **marktkonformes Preisniveau** und **bilaterale vertragliche Regelungen auf Augenhöhe** erforderlich wären. Faktisch tritt das Fernwärmeunternehmen einerseits als Wettbewerber hinsichtlich der Einspeisung und als Monopson als Abnehmer auf. Der Einspeiser hat jedoch auch die „Outside Option“, keine Wärme zu liefern. Marktkonforme Bedingungen sind damit eine legistische Herausforderung⁸⁹, denn steigende Erzeugungskosten durch hohe Einspeisetarife führen auch zu steigenden Fernwärmepreisen.

7.1.2. Fokus Dritteinspeiser von Abwärme

Die BWB hat von den Fernwärmeunternehmen für jedes Versorgungsgebiet separat die Wärmeerzeuger abgefragt, welche mit ihnen nicht verbunden (also unabhängig) sind. Die übermittelten Erzeuger wurden auf eine Liste wahrscheinlicher Exportunternehmen reduziert, um Einspeiser von industrieller Abwärme zu befragen. Anschließend wurden 49 Einspeiser befragt, wovon 34 vollständig geantwortet haben. Der wirtschaftliche Schwerpunkt der befragten Einspeiser liegt insb. in den Bereichen „C – Herstellung von Waren“ und „B – Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“. Eine detaillierte Auflistung der Haupttätigkeiten nach ÖNACE 4-Steller ist wie folgt:

Tabelle 2: Betroffene Wirtschaftszweige bei der Befragung von Einspeisern

ÖNACE 2025	Haupttätigkeit des direkt befragten Unternehmens
B 06.10	Gewinnung von Erdöl
B 08.12	Gewinnung von Kies und Sand, Ton und Kaolin
B 08.99	Gewinnung von Steinen und Erden a.n.g.
C 10.61	Mahl- und Schälsmühlen
C 10.72	Herstellung von Dauerbackwaren
C 11.05	Herstellung von Bier
C 16.11	Säge-, Hobel- und Holzimprägnierwerke
C 16.21	Herstellung von Furnier-, Sperrholz-, Holzfaser- und Holzspanplatten
C 16.23	Herstellung von sonstigen Konstruktionsteilen, Fertigbauteilen, Ausbauelementen und Fertigteilbauten aus Holz
C 17.11	Herstellung von Holz- und Zellstoff
C 17.12	Herstellung von Papier, Karton und Pappe
C 23.13	Herstellung von Hohlglas
C 23.51	Herstellung von Zement

⁸⁹ Die Studie „Rechtlicher Rahmen im Fernwärmesektor“ im Auftrag des Bundesministers für Arbeit und Wirtschaft (06.02.2024) von Univ. Prof. Dr. Rainer Palmstorfer liefert hierzu im Kapitel III. Regelungsansätze in anderen europäischen Staaten Abschnitt B. Drittzugang (TPA) bereits wichtige Grundlagenarbeit: https://www.bmwet.gv.at/dam/jcr:ebded4ad-3933-44bb-8332-ad059446fb7f/Grundlagenstudie%20Fernw%C3%A4rme%2006.02.24_Rainer%20Palmstorfer.pdf.

C 24.10	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen
C 24.51	Eisengießereien
C 25.30	Herstellung von Waffen und Munition
C 31.00	Herstellung von Möbeln
C 33.20	Installation von Industriemaschinen und -ausrüstungen
D 35.12	Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern
D 35.15	Elektrizitätshandel
D 35.30	Wärme- und Kälteversorgung
E 38.11	Sammlung nicht gefährlicher Abfälle
F 43.12	Vorbereitende Baustellenarbeiten
G 46.83	Großhandel mit Holz, Baustoffen, Anstrichmitteln und Sanitärausstattung
G 46.86	Großhandel mit sonstigen Halbwaren
M 68.12	Erschließung von Grundstücken; Bauträger
N 70.10	Verwaltung und Führung von Unternehmen und Betrieben

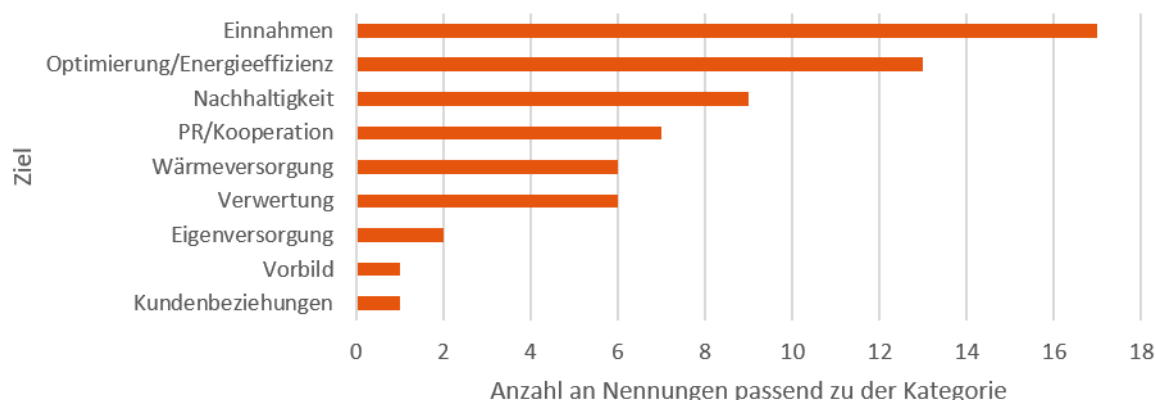
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen, Wirtschafts-Compass.

Da der Fokus auf der Befragung von Industriebetrieben lag, entsteht die eingespeiste Wärme der befragten Unternehmen auch überwiegend aufgrund **industrieller Prozesse**. Beispielhaft zu nennen sind etwa die Nutzung von Abwärme aus der Zellstoffherstellung sowie die Auskopplung von Wärme aus der energetischen Verwertung von Reststoffen wie Biomasse oder Ersatzbrennstoffen mittels Wärmetauscher. Darüber hinaus wird etwa Prozesswärme aus Schmelzwannen, Kalkschachtöfen und pyrometallurgischen Verfahren genutzt. Auch Wärmerückgewinnungsquellen wie Backöfen, Druckluftkompressoren, Blockheizkraftwerke und Heizkessel werden aufgelistet. Die Nutzung von Abwärme aus Raffinerien, Hüttenwerken und der Papierproduktion (Zellstoff) wurde ebenso genannt wie die Verwendung von Wärme aus der Talgproduktion oder das Verbrennen von Silonebenprodukten und Resten aus der Abluftreinigung in Spanplattenanlagen.

7.1.2.1. Entscheidung zur Einspeisung

Aus Sicht der Industrie- und Gewerbeunternehmen stellt die Integration der Wärmeauskopplung in industrielle Produktionsprozesse bzw. die Bereitstellung von Wärme zur Einspeisung einen **Business Case** dar, der mit konkreten **Zielen und Erwartungen** verknüpft ist. Die BWB befragte die Unternehmen dazu, welche Ziele **bei der Entscheidung für die Einspeisung** von Wärme maßgeblich waren, und kategorisierte die Antworten entsprechend (siehe Abbildung 6). **Am häufigsten** wurde das Ziel genannt, nicht genutzte Wärme **monetär zu verwerten** („Einnahmen“) und den Gesamtprozess zu **optimieren sowie Effizienzsteigerungen zu erzielen** („Optimierung/Energieeffizienz“). Bezüglich der **Zielerreichung** gaben die Unternehmen mehrheitlich an, dass die gesetzten Ziele bereits erreicht wurden.

Abbildung 6: Ziele, die zur Entscheidung für eine Einspeisung geführt haben (Nennung von bis zu 4 Zielen)

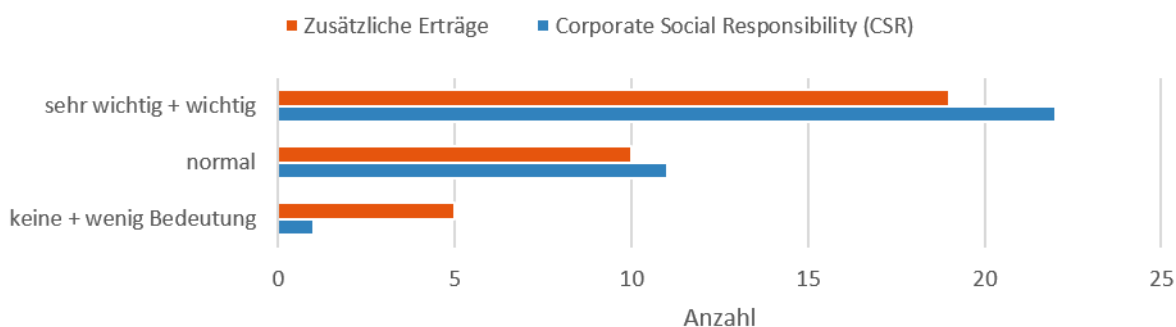


N=28 (Nennung von bis zu vier Ziele möglich)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Zusammenfassend sind die zwei wichtigsten Beweggründe die **Erzielung von zusätzlichen Einnahmen** auf der einen Seite und Ziele, welche sich unter der Kategorie **unternehmerische Verantwortung** (Corporate Social Responsibility, CSR) zusammenfassen lassen, wie etwa Nachhaltigkeit, auf der anderen. Betrachtet man jedoch die Bedeutung dieser beiden Ziele für die Entscheidung zur Einspeisung, zeigt sich, dass **CSR-Überlegungen** für die **Entscheidung zur Einspeisung** relativ gesehen etwas wichtiger waren (siehe Abbildung 7). Eine **Anreizstruktur** zur Förderung der Einspeisung kann daher an beiden Aspekten – **ökonomischer Nutzen und gesellschaftliche Verantwortung** – ansetzen, um wirkungsvoll zu sein.

Abbildung 7: Bedeutung bzw. Rolle der Merkmale bei der Entscheidung, Wärme einzuspeisen



N=34

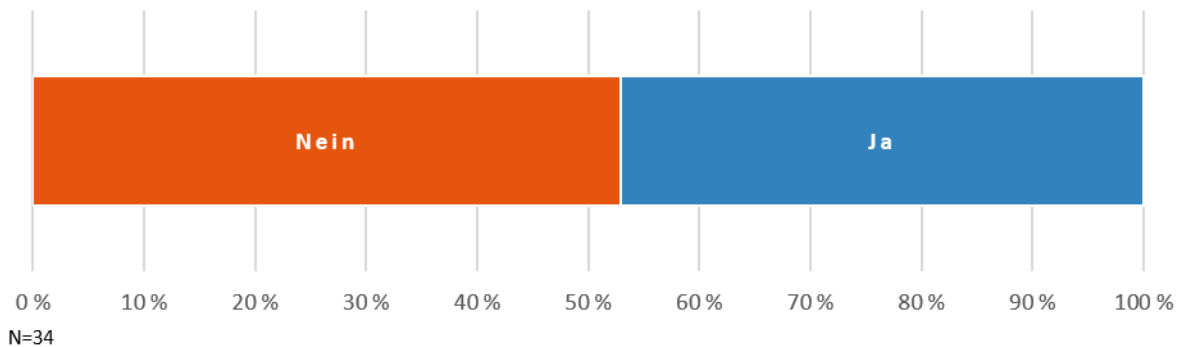
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Förderinstrumente werden in der Wirtschafts- und Standortpolitik häufig eingesetzt, um **gezielte Anreize** zu schaffen. Mehr als die Hälfte der befragten Unternehmen gab an, im Zusammenhang mit der Wärmeinspeisung Förderungen erhalten zu haben (siehe Abbildung 8). Zahlreiche Unternehmen verwiesen auf **Umwelt- und Investitionsförderungen der Kommunalkredit Public Consulting GmbH (KPC)**. Zudem wurden **Landesförderungen**, etwa aus **Oberösterreich** sowie aus der **Steiermark**, genannt. Ein Unternehmen merkte jedoch kritisch an:

Es ist eher leichter, eine Förderung für den Ausbau/die Errichtung von FW-Netzen und Neuanlagen zu erhalten, als für Auskoppelungsanlagen zur Abwärmenutzung bestehender Industrieanlagen.

Die **BWB prüft im Rahmen ihrer wettbewerblichen Analyse keine spezifischen Förderungen** im Bereich der Fernwärmeeinspeisung. Dies ist Aufgabe der Rechnungshöfe.

Abbildung 8: Gezielt Förderungen erhalten im Zusammenhang mit der Einspeisung

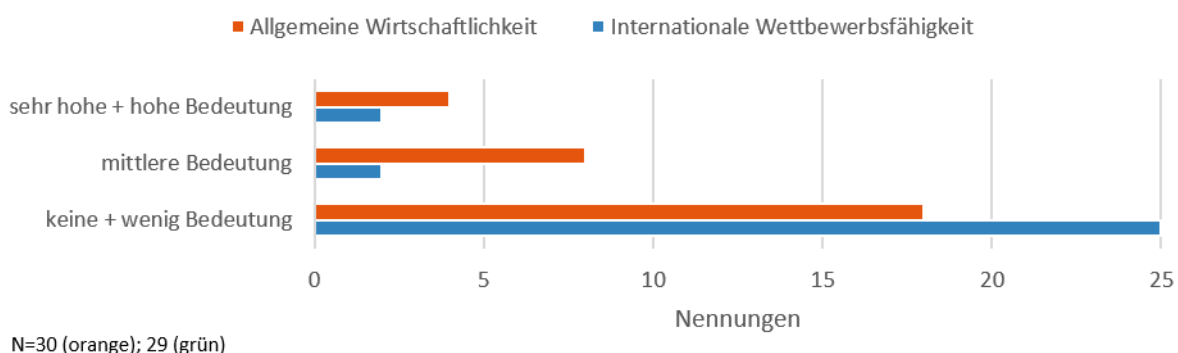


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

7.1.2.2. Wirtschaftlichkeit der Einspeisung

Die Einspeisung von Wärme hat bis auf Einzelfälle **kaum eine strategische Bedeutung** für die **internationale Wettbewerbsfähigkeit** eines Unternehmens. **Relativ ist die Bedeutung für die allgemeine Wirtschaftlichkeit höher**, wenn auch nicht überragend (siehe Abbildung 9). Eine Erwartungshaltung hinsichtlich standortpolitischer Effekte bei der Förderung von Dritteinspeisern sollte daher realistisch bleiben. Dass die Einspeisung von Wärme insgesamt einen **untergeordneten Beitrag für den Unternehmenserfolg** der befragten Unternehmen darstellt, entspricht aber auch der Erwartungshaltung, da es nicht Teil der Kerntätigkeit ist.

Abbildung 9: Bedeutung der Einspeisung für die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit

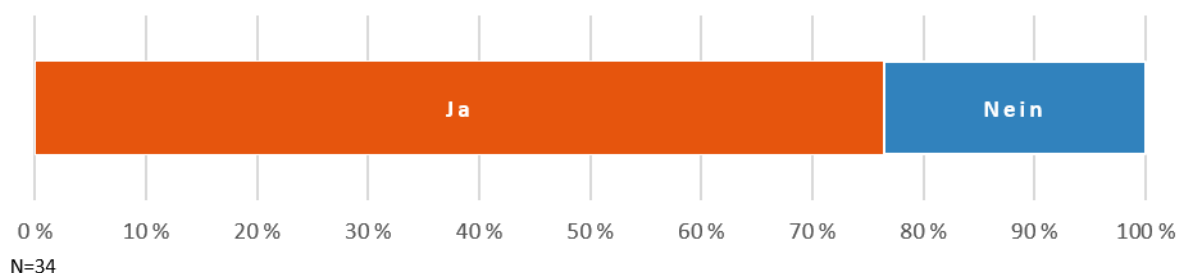


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Die **Wärmenutzung aus industriellen Prozessen** stellt einen **Zusatzverdienst** dar: **Drei von vier befragten Einspeisern** erwirtschaften einen **positiven Deckungsbeitrag** mit der laufenden Einspeisung von Wärme (siehe Abbildung 10). Unternehmen mit negativem Deckungsbeitrag sehen den Vorteil in der Einspeisung

bspw. darin, dass keine Materialentsorgung nötig ist, die Wärmeproduktion an die Stromproduktion gekoppelt ist, es für den Betrieb ökologisch sinnvoll ist oder dass aus der Wärmeproduktion auch sämtliche Anlagen am eigenen Standort mit Wärme versorgt werden. Ein Unternehmen mit negativem Deckungsbeitrag bei der laufenden Einspeisung von Wärme gab auch an, dass aufgrund seiner aktuellen Vertrags- und Tarifbedingungen eine wirtschaftliche Einspeisung nicht darstellbar sei und es daher die Einspeisung nach Ablauf der aktuellen Vertragsperiode einstellen werde. Als relevanten Hebel benennt dieses den Einspeisetarif.

Abbildung 10: Positiver Deckungsbeitrag bei der laufenden Einspeisung



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Zwischenfazit: Die Einspeisung von Wärme in Fernwärmenetze ist für die Standortpolitik zwar kein entscheidender Faktor, kann aber positive Impulse setzen und die Wirtschaftlichkeit von Unternehmensstandorten verbessern. Neben zusätzlichen Einnahmen bilden auch gesellschaftliche Verantwortung (CSR) und Nachhaltigkeitsziele wichtige Anreize.

Damit eine Einspeisung erfolgreich sein kann, sind langfristige Partnerschaften erforderlich. Dabei müssen **Investitionen** in Wärmeeinspeisungsanlagen auch unternehmensintern bei potenziellen Einspeisern rechtfertig- und planbar sein. Nach Rückmeldungen der Einspeiser beträgt die **durchschnittliche Vertragslaufzeit** für Wärmeeinspeisungen **rund 18 Jahre**, wobei **15 Jahre** die am häufigsten genannte Laufzeit darstellt. Diese Angabe ist jedoch mit Vorsicht zu interpretieren: Einige Unternehmen berichten, dass **Einspeiseverträge auf unbestimmte Zeit** abgeschlossen werden, wobei eine **vertraglich festgelegte Kündigungsmöglichkeit** besteht. Andere wiederum weisen darauf hin, dass die genannte Laufzeit als **Mindestvertragsdauer** zu verstehen ist. Zudem bestehen in vielen Fällen Nebenvereinbarungen zur Preisanpassung.

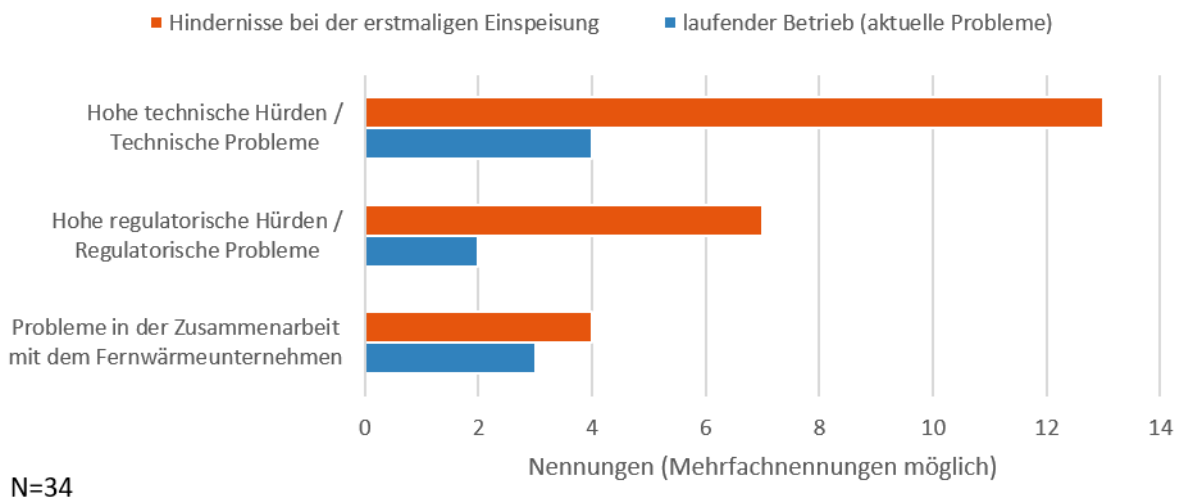
Langfristige Vertragsbindungen bringen einerseits Stabilität, andererseits nehmen sie Flexibilität. **Informationsasymmetrien** am Beginn der Vertragsbeziehungen können Einspeiser beim Tarif strukturell benachteiligen. Ein Unternehmen äußerte folgende Kritik:

„Die lange Vertragsbindung sollte ursprünglich Planungssicherheit schaffen, erweist sich aber aufgrund der Tarifgestaltung als wirtschaftlich nachteilig.“

7.1.2.3. Hindernisse und Probleme für Einspeiser

Hohe technische oder regulatorische Hürden bzw. Probleme in der Zusammenarbeit tauchten bei der **Hälfte der befragten Unternehmen bei der erstmaligen Einspeisung** auf. Im laufenden Betrieb gaben rund ein Fünftel der Befragten noch an, technische oder regulatorische Probleme bzw. Probleme in der Zusammenarbeit zu haben (siehe Abbildung 11).

Abbildung 11: Hindernisse im Zuge der Vorbereitung zur erstmaligen Einspeisung und aktueller Problembereich



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Dies zeigt, dass die Problemfelder nach der erstmaligen Einspeisung **deutlich zurückgehen**. Ein Drittzugang ließe sich daher insb. durch eine Adressierung der Hürden bei der erstmaligen Einspeisung attraktiver machen. Am häufigsten sind Hürden **technischer Natur** genannt worden. Auf **rechtlich-regulatorischer Ebene** wurde von einer Abhängigkeit gegenüber den Fernwärmenetzbetreibern berichtet und aus Sicht eines Einspeisers überschießende Liefervertragsgarantien (z. B. zu Temperaturniveau, Leistung oder Ausfallsicherheit). Auch Genehmigungsverfahren werden vielfach als kompliziert und langwierig beschrieben. Mehrere Unternehmen kritisierten zudem, dass die **aktuelle gesetzliche Regelung keine klare Vorgehensweise für die Nutzung unvermeidbarer industrieller Abwärme** vorsieht, da die Emissionsneutralität durch die Nutzung solcher Abwärme **nicht ausreichend anerkannt** werden würde.

Bei der **Einspeisung industrieller Abwärme in Fernwärmenetze** bestehen verschiedene **Herausforderungen und Nachteile aus Sicht der Einspeiser**, die sowohl technischer als auch wirtschaftlicher und organisatorischer Natur sind. Ein wesentliches Problem ergibt sich aus der **saisonalen und tageszeitlichen Abhängigkeit des Wärmeverbrauchs**. Besonders im **Sommer** kann die **Prozessabwärme nur in geringem Maß genutzt** werden, da zu wenige Abnehmer vorhanden sind. Dies ist ein Umstand, der dazu führt, dass ein erheblicher Teil der verfügbaren Energie ungenutzt bleibt. Zudem finden in einigen Branchen während der **Wintermonate**, wo die Wärmenachfrage am größten ist, Großreparaturen statt. Eine **Speicherung und zeitversetzte Nutzung** dieser Energie könnte etwas Abhilfe schaffen, ist aber teuer. Auch der **techni-**

sche Betrieb bringt Herausforderungen mit sich: Dazu zählen der Service und die Wartung von Wärmetauschern, die Sicherstellung der geforderten Wärmemenge, schwankende Abnahmeverhältnisse sowie Lieferverpflichtungen, die bei Anlagenausfällen zu Problemen führen können. Auf organisatorischer Ebene wird der **hohe Abstimmungs- und Verwaltungsaufwand** im Rahmen der Wärmelieferung als belastend empfunden.

7.1.2.4. Vorschläge von Industrie und Gewerbe zu hilfreichen Maßnahmen für Einspeiser

Die befragten Unternehmen nannten eine Reihe von Vorschlägen, die aus ihrer Sicht die **laufende Einspeisung von Wärme in Fernwärmenetze erleichtern** würden. Die **zusammengefassten Aussagen sind keine Empfehlungen der BWB**, sondern geben die Rückmeldungen der Betriebe wieder:

1. Netzliberalisierung und Regulierungsrahmen:

- Die Einspeisung industrieller Abwärme wird durch bestehende Netzstrukturen und regulatorische Hürden behindert. Der derzeitige gesetzliche Rahmen ist übermäßig komplex und teilweise widersprüchlich, was Investitionen hemmt und operative Planungssicherheit reduziert.
- Politische Maßnahmen zur Erhöhung der Wärmeerlöse sollten umgesetzt werden, etwa durch Mindestpreise für Einspeiser oder verbindliche Anschlussvorgaben bei Neubauten und Sanierungen.
- Eine Liberalisierung der Fernwärmenetze und die Möglichkeit der Durchleitung von Wärme durch bestehende Netze, um am Endkundenmarkt aufzutreten, ist sinnvoll. Zudem ist die Durchsetzung von Leitungsrechten als übergeordnetes Regulativ erforderlich (analog zu Strom-, Gas- und Telekommunikationsnetzen).

2. Abnahmesicherheit und Wirtschaftlichkeit:

- Abwärme aus Industrieprozessen soll eine vorgereichte Einspeiseerlaubnis bei den Fernwärmenetzen bekommen.
- Ein zentraler Faktor für die Einspeisungserleichterung ist eine gesicherte Ganzjahresabnahme der Wärme.
- Langfristige Investitionen in die Wärmeeinspeisung benötigen planbare wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Dazu zählen langfristige Einspeiseverträge, deren Vergütung an die Entwicklung von Kosten gekoppelt ist. Langfristige, vertraglich zugesicherte Abnahmevereinbarungen mit konstanten Bandlasten sollen geschaffen werden, um wirtschaftliche Stabilität zu gewährleisten.

3. Technische Effizienzsteigerung:

- Technische Rahmenbedingungen sind an die Anforderungen moderner Abwärmenutzung anzupassen.
- Pufferspeicher und saisonale Speicherlösungen im Fernwärmenetz erhöhen die Flexibilität und sichern eine gleichmäßige Auslastung. Der Ausbau saisonaler Speicher verbessert die Wirtschaftlichkeit und Nutzung industrieller Wärmequellen über das gesamte Jahr hinweg.

- Niedrigere Vorlauftemperaturen im Netz erhöhen die Effizienz und ermöglichen die Einspeisung zusätzlicher Wärmequellen (industrieller Prozesse).

4. Förderpolitik und wirtschaftliche Anreize:

- Förderrichtlinien sollen die Abwärmenutzung bestehender industrieller Anlagen stärker berücksichtigen und die Emissionsneutralität dieser Energieform anerkennen. Unvermeidbare industrielle Abwärme soll als „grüne Energie“ eingestuft werden.
- Finanzielle Risiken bei Anlagenstillständen oder steigenden Gaspreisen sollen nicht allein den Betreibern auferlegt werden.
- Eine garantierte Zuteilung von CO₂-Zertifikaten im EU-Emissionshandel sowie verbesserte Förderbedingungen für die technische Anbindung sind notwendig.

Ergänzend hat die BWB nach Maßnahmen gefragt, die **allgemein dazu beitragen könnten, Unternehmen zur Einspeisung von Wärme in ein Fernwärmenetz zu motivieren**. Die Ausrichtung der Vorschläge dazu unterscheidet sich nur geringfügig von den zuvor dargestellten Vorschlägen, weshalb im Folgenden auf auffälligere neue Aspekte eingegangen wird:

- **Netzliberalisierung und Regulierungsrahmen:** Neu hervorgehoben wird der Bedarf an Deregulierung, niederschwelligen Netzzugängen und der Abschaffung überflüssiger Vorschriften. Zusätzlich wird die Monopolstellung bestehender Netzbetreiber als konkretes Markthindernis benannt, das neue Einspeiser ausschließe.
- **Abnahmesicherheit und Wirtschaftlichkeit:** Neu ist die Ablehnung einer wirtschaftlichen Merit-Order bei der Zuschaltung von Wärmequellen, welche fossile Quellen bevorzuge.
- **Technische Effizienzsteigerung:** Neu hinzugekommen sind Forderungen nach schnelleren Genehmigungsverfahren.
- **Förderpolitik und wirtschaftliche Anreize:** Neu wurden Förderungen für Energiespeicher und Redundanzsysteme, steuerliche Erleichterungen sowie die Idee, dass Energieversorger Anlagenerichtung und -betrieb übernehmen sollen, erwähnt, um administrative Belastungen zu verringern.

7.2. Wärmeverteilung

Der nächste Schritt in der Wertschöpfungskette ist die Verteilung der Wärme über das Fernwärmenetz. Hierbei handelt es sich um ein natürliches Monopol. Die Wärmeverteilung kann wie folgt gegliedert werden:

- Monopolisiertes Fernwärmenetz
- Übernahmestation
- Wärmeverteilung im Gebäude

7.2.1. Struktur der Wärmeverteilung

Fernwärmenetz: Der Schritt beinhaltet die Planung und den Ausbau des Fernwärmenetzes, wobei sowohl eine Verdichtung bestehender Netze als auch deren Erweiterung in neue Versorgungsgebiete erfolgen kann. Dies beinhaltet die Leitungsplanung ebenso wie die Netzplanung und -optimierung, insb. hinsichtlich des Layouts und der Betriebstemperaturen, um Wärmeverluste zu minimieren und die Energieeffizienz zu maximieren. Laufen Leitungen über privaten Grund, müssen privatrechtliche Grundlagen geschaffen werden. Insoweit Rohre unter öffentlichem Grund verlegt werden (z. B. Verkehrsflächen), bedarf es gegebenenfalls einer Genehmigung für Sondernutzung. Für Gemeinden kann dies auch eine Einnahmequelle darstellen.

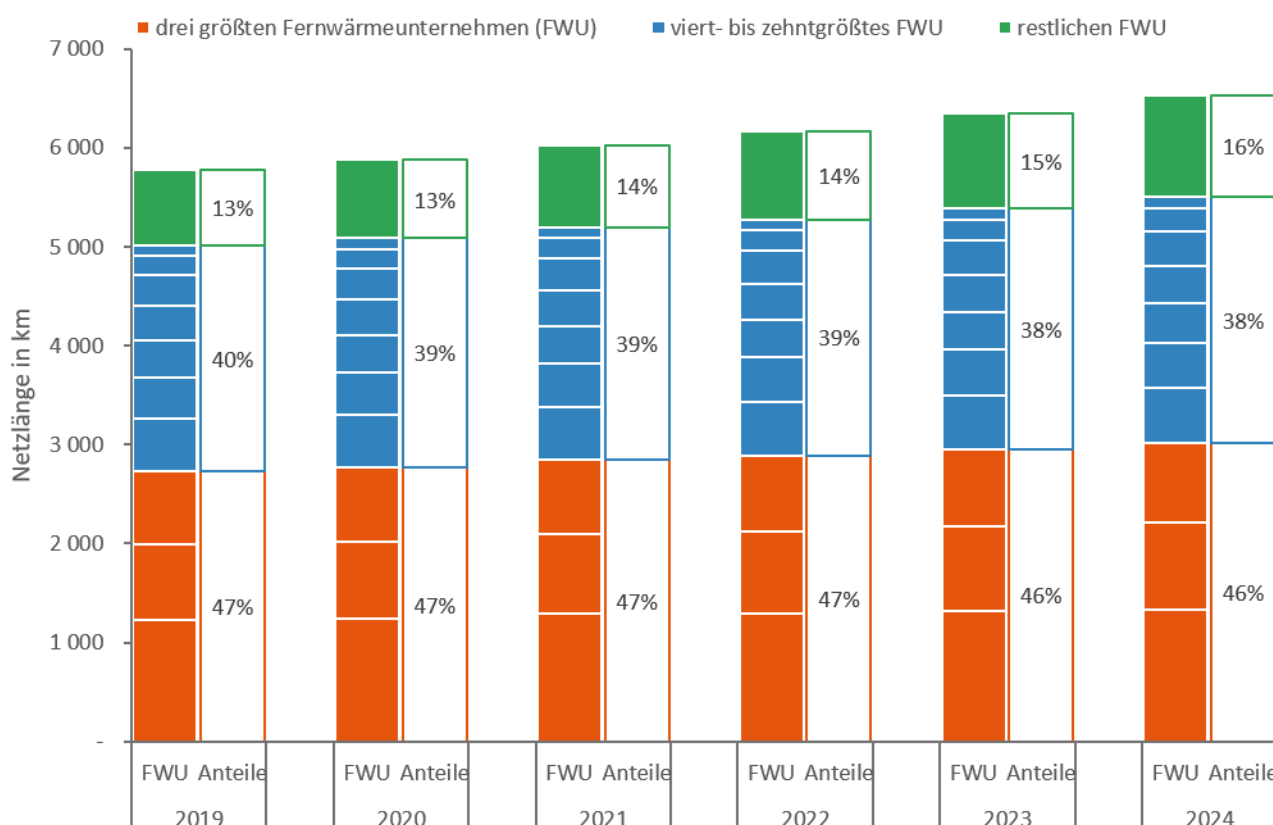
- Ein **zentrales Element ist die Finanzierung** dieser Infrastrukturmaßnahmen. Aufgrund der hohen Anfangsinvestitionen und Betriebskosten kommt der Aufbringung des notwendigen Kapitals eine bedeutende Rolle zu.
- Die **Errichtung des Fernwärmenetzes** verbindet die Wärmequelle und die Hausübergabestation. Dabei werden isolierte Rohrleitungen für Vor- und Rücklauf installiert. Wichtig ist hierbei, **Wärmeverluste während des Transports zu minimieren**, da derlei Ineffizienzen zu Mehrkosten im System führen können. Der Primärnetzbereich transportiert große Wärmemengen von der Erzeugungsanlage bis in die Zielgebiete, Subnetze können zusätzlich die Feinverteilung an einzelne Haushalte und Gebäude übernehmen. Wesentliche Komponenten dieser Infrastruktur sind Pumpstationen, die den Systemdruck aufrechterhalten und den Transport über weite Strecken ermöglichen. Gleichzeitig ist auf eine sorgfältige Wasseraufbereitung zu achten, um Korrosion und Ablagerungen in den Leitungen zu vermeiden.
- Die **Wärmeverteilung** erfolgt i. d. R. in einem geschlossenen Kreislauf, wobei das Trägermedium meist Wasser ist, aber auch Dampf kann genutzt werden. Eine möglichst **niedrige Rücklauftemperatur trägt zur Effizienzsteigerung bei**. Je stärker das Trägermedium beim Verbraucher abgekühlt wird, desto größer ist die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf und desto mehr Wärme kann bei gleicher Menge übertragen werden.⁹⁰
- Zum **laufenden Betrieb** des Fernwärmenetzes gehören demnach eine kontinuierliche Systemüberwachung und Optimierung, welche die Steuerung der Pumpen, die Energieversorgung sowie die Überwachung, Instandhaltung und Wartung des Netzes beinhaltet. Ein Störungsdienst sichert die Versorgungszuverlässigkeit und ermöglicht schnelle Reaktionen auf etwaige Betriebsunterbrechungen.

Abbildung 12 zeigt die Netzlänge der zehn größten Fernwärmeunternehmen sowie der restlichen kleineren Unternehmen. Auf die größten drei Unternehmen entfallen im Jahr 2024 rund 46 % der Netzlänge

⁹⁰ Dadurch kann der erforderliche Volumenstrom reduziert werden, was den Energiebedarf der Umwälzpumpen und die Netzverluste verringern kann. Darüber hinaus verbessert eine niedrige Rücklauftemperatur die Effizienz bestimmter Wärmeerzeugungs- und Wärmerückgewinnungstechnologien, bspw. von Brennwertanlagen, Wärmepumpen oder der Nutzung industrieller Abwärme.

und auf die Plätze drei bis zehn entfallen rund 38 %. Für die größten zehn sank der relative Anteil zwar von 87 % im Jahr 2019 auf 85 % im Jahr 2024. Dies ging aber mit einem absoluten Netzstreckenwachstum von fast 500 km einher. Auf die restlichen verbleibenden rund 30 Unternehmen verteilen sich 15 % der gesamten Netzlänge der befragten Unternehmen im Jahr 2024. Der relative Anteil stieg damit um rund zwei Prozentpunkte gegenüber dem Jahr 2019 und die absoluten Netzlängen wuchsen um mehr als 260 km. Dies verdeutlicht, dass das Wachstum im Fernwärmesektor in den letzten Jahren auch von kleineren Unternehmen vorangetrieben wurde. Anzumerken ist jedoch, dass es sich hier jeweils um natürliche Monopole handelt, die in ihren Netzgebieten nicht in Konkurrenz stehen. Wenn die Errichtung eines neuen Fernwärmenetzes mit einer Ausschreibung für die Netzerrichtung einhergeht, kann abseits des Systemwettbewerbs auch einmalig ein Wettbewerb um das Netzgebiet entstehen.

Abbildung 12: Netzlänge der Fernwärmegebiete auf Unternehmensebene



Anmerkung: Rangreihenfolge nach Netzlänge und je Jahr berechnet.

Lesehilfe: Die Abbildung summiert die Trassenlängen der befragten Fernwärmeunternehmen und verteilt diese auf die zehn größten Fernwärmeunternehmen nach Netzlänge sowie auf die übrigen Unternehmen. Die Prozentangaben zeigen, welcher Anteil auf die drei in der Legende dargestellten Gruppen entfällt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Übernahmestationen: Vom (Sub-)Netz erfolgt die Übergabe und Verteilung von Fernwärme an die Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Ein zentraler Bestandteil hiervon ist die Wärmeübergabestation, an der die von der Hauptleitung kommende Wärme auf den jeweiligen Hausanschluss übertragen wird. Dies erfolgt i. d. R. über Wärmetauscher, die den Wärmefluss regeln, ohne dass das Fernwärmewasser direkt in das interne Heizsystem des Gebäudes gelangt. In selteneren Fällen erfolgt eine direkte Versorgung mit dem Heiznetzwater.

- Die mit **hohen Investitionen** verbundene Errichtung der Wärmeübergabestationen bei Kundinnen und Kunden sowie deren **Anbindung** an bestehende Heizsysteme stellt einen wichtigen Bestandteil für die wirtschaftlichen Lock-in-Effekte der Kundinnen und Kunden dar, also den Umstand, dass ein Wechsel häufig schwierig ist, da er mit sehr hohen Kosten verbunden ist. Über den **Hausanschluss** wird die Fernwärme in das Gebäude geleitet, wo sie über die Übergabestation an das interne Heizsystem übertragen wird. Dieser Vorgang ermöglicht die Bereitstellung fertiger Heizenergie bei den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern, ohne zusätzlichen Aufwand für Brennstoffe.
- Zur **Aufrechterhaltung eines störungsfreien Betriebs** gehören regelmäßige Wartungen, Instandhaltungsmaßnahmen, Serviceleistungen und ein Störungsdienst.

Wärmeverteilung und -nutzung im Gebäude: Im Gebäude wird die Wärme über ein **eigenes Heizsystem** verteilt, welches meist aus Heizkörpern, Fußbodenheizungen oder einem Lüftungssystem besteht. Weiters wird häufig Trinkwasser geheizt und als **Warmwasser verteilt**. In diesem Netzabschnitt kann es häufig zu hohen Leitungsverlusten kommen (siehe 7.2.2.).

7.2.2. Leitungsverluste

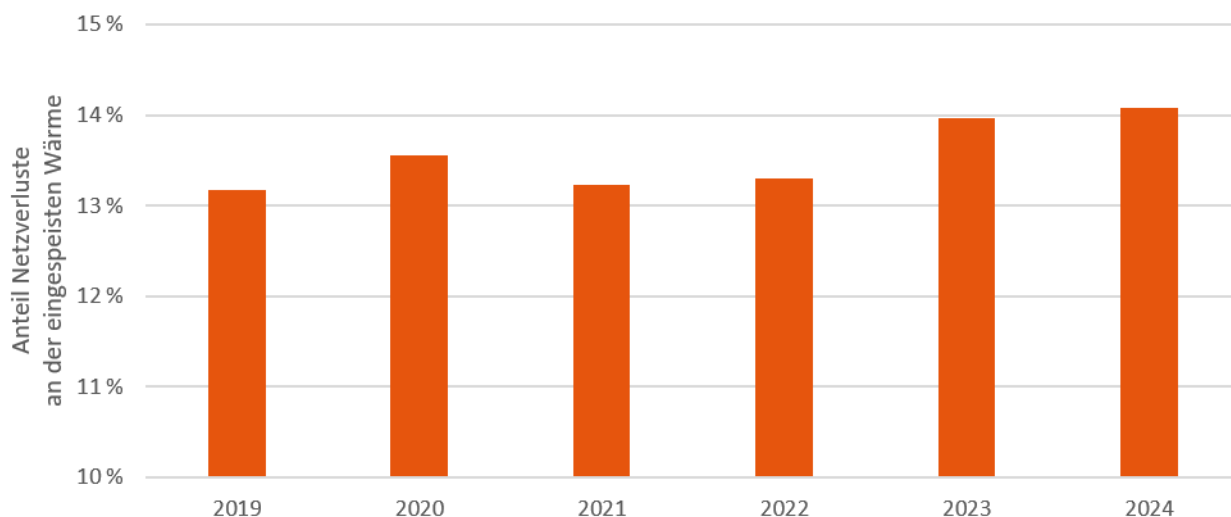
Leitungsverluste können eine Reihe von Ursachen haben. Häufig ist es eine Kombination aus alten Rohrnetzen (Korrosion und Ablagerungen), schlechter Rohrisolierung, langen Leitungswegen, einem konstanten Zirkulationsbetrieb (Warmwasser kreist rund um die Uhr und verliert permanent Energie) oder (zu) hohen Vorlauftemperaturen (heißes Wasser verliert schneller Wärme an die Umgebung als lauwarmes Wasser).

Entkoppeln sich durch hohe Leitungsverluste die Wärmekosten vom tatsächlichen Verbrauch, **reduziert sich der monetäre Anreiz für Endverbraucherinnen und Endverbraucher, Energie einzusparen.**

Bei Leitungsverlusten ist es zweckmäßig, zwischen dem **Leistungsabschnitt zum Haus/Gebäude und dem im Haus/Gebäude** zu unterscheiden. Grds. ist die Reduktion von Leitungsverlusten in beiden Abschnitten mit hohen Investitionskosten verbunden. Die Kosten für das Ausgraben, Freilegen und Erneuern alter Leitungen übersteigen schnell den jährlichen Netzsatz eines Fernwärmeunternehmens und die Erneuerung von Leitungen in Häusern/Gebäuden ist für Eigentümer meist ebenso wirtschaftlich unrentabel und wäre u. U. mit einem tiefen Eingriff in die Wohnräume verbunden. **Niedrige Leitungsverluste sind grds. zu befürworten. Es ist aber wirtschaftlich abzuwägen, ob den Investitionskosten zur Reduktion von Leitungsverlusten auch hinreichende Einsparungen gegenüberstehen.** Diese Investitionskosten müssen am Ende entweder von den Endkundinnen und Endkunden oder der öffentlichen Hand durch Förderungen (und damit den Abgabenzahlerinnen und Abgabenzahlern) getragen werden. Deshalb ist es wenig sinnvoll, von öffentlicher Seite einen Zielwert bei Leitungsverlusten vorzugeben. So könnte die mit der Reduktion der Leitungsverluste verbundene Kosteneinsparung von den entstandenen Investitionskosten aufgeessen werden. Diese Mehrkosten würden dann vermutlich der Endkunde bzw. die Endkundin tragen.

Abbildung 13 zeigt die Leitungsverluste im Zeitverlauf. Die Netzgebiete unterscheiden sich bei den Netzverlusten stark, dies hängt auch von der Position der Messpunkte ab. Wichtige weitere Unterschiede zeigen sich in der Netzstruktur: (i) Dichte des Netzes (Gerade entstehende Netze operieren (noch) nicht am ausgelegten Effizienzoptimum (z. B. durch zu große Leitungen)) und (ii) Zustand der Rohre (Zustand der Isolation, Korrosion). Insgesamt sind die Netzverluste von rund 13 % im Jahr 2019 auf rund 14 % im Jahr 2024 leicht angestiegen.

Abbildung 13: Leitungsverluste



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Für die **Leitungen im Gebäude** sind meist die Eigentümerinnen bzw. Eigentümer oder die Eigentümergemeinschaft bzw. deren Hausverwaltungen zuständig. Endverbraucherinnen und Endverbraucher, insb. Mieterinnen bzw. Mieter, aber auch einzelne Eigentümerinnen und Eigentümer bei Eigentümergemeinschaften haben kaum Möglichkeiten, Leitungsverluste innerhalb des Gebäudes zu reduzieren. Auch fehlt es häufig an Wissen über die Höhe der Leitungsverluste oder an Rücklagen, um die notwendigen Investitionskosten zu tragen. In Gesprächen mit Stakeholdern wurde der BWB Folgendes mitgeteilt:

Eine Daumenregel besagt, dass Leitungsverluste vom Keller in die Wohnung bei Heizungen rund 20 % betragen, in Extremfällen auch über 50 %.

Die Dimension zeigt sich am folgenden stark vereinfachten Rechenbeispiel: Verwendet man die durchschnittlichen Netzverluste von rund 14 % und die mitgeteilte Daumenregel für Netzverluste im Gebäude von 20 %, so kommt man bei 1 kWh genutzter Wärme auf rund 1,37 kWh eingespeiste Wärme. Umgekehrt ausgedrückt: Ein Viertel der verbrauchten Wärme geht im Schnitt verloren.

7.2.3. Ausbau der Fernwärme laut Regierungsprogramm

Wörtlich findet sich der Begriff **Fernwärme** nur einmal im Regierungsprogramm, nämlich mit „Ausbau Fernwärme“ als Teil der kommunalen Wärmeplanung. Die **BWB hat daher die Fernwärmeunternehmen auch hinsichtlich des geplanten Ausbaus befragt.**

Die folgenden **Ausbaumaßnahmen** im Bereich der Wärmeerzeugung und des Fernwärmenetzes wurden zusammenfassend genannt:

1. **Produktivitätssteigerung** durch technische und organisatorische Optimierungen
2. **Netzausbau und -verdichtung**
3. **Dekarbonisierung** durch Umstieg auf erneuerbare Energien
4. **Reduktion von Leitungsverlusten**

Im Folgenden wird auf einige Punkte aus wettbewerblicher Perspektive näher eingegangen.

Netzausbau: Der Ausbau der Fernwärme muss wirtschaftlich tragfähig sein. Ansonsten sind langfristige Transferzahlungen aus anderen Netzgebieten oder Geschäftsbereichen bzw. staatliche Förderungen notwendig. An dieser Stelle folgt ein **Gedankenexperiment**:

In der Theorie liegen die Preise bei einem Monopol über den Wettbewerbspreisen und es entstehen Monopolgewinne. Dies wird auch für die Mehrheit der Märkte zutreffen. In der Realität kann ein Monopolist sich dazu entscheiden, die möglichen Monopolgewinne nicht vollständig auszuschöpfen, etwa aufgrund der Einwirkung der Eigentümer. Das bedeutet, dass der Preisspielraum eines Monopols nicht notwendigerweise zu höheren Margen als unter Wettbewerbsbedingungen führen muss. Er kann auch zur Abdeckung höherer Kosten als unter Wettbewerbsbedingungen verwendet werden. In anderen Worten, die Monopolpreise bleiben bestehen, nur der Monopolist verzichtet auf einen Teil der Monopolmarge zugunsten höherer Kosten. Bei der Fernwärme würde das konkret bedeuten, dass ein Monopolist das Fernwärmenetz stärker erweitern kann, als unter Wettbewerbsbedingungen wirtschaftlich tragfähig wäre. Im Ergebnis kann dies zu ineffizienten, weil zu großen Fernwärmenetzen führen.

Funktionierender Wettbewerb übernimmt klassischerweise die Aufgabe, das Preisniveau niedrig zu halten und Effizienzsteigerungen voranzutreiben. Bei fehlendem Wettbewerb, wie im Fernwärmesektor, fehlen diese Kräfte. Das bedeutet nicht Stillstand im System, aber den Wegfall eines wichtigen Korrektivs. **Schweden reagierte etwa auf dieses Thema dahingehend, dass Fernwärmesysteme nur dann gebaut werden dürfen, wenn diese günstigere Wärme anbieten können als alternative Lösungen.**⁹¹

Netzverdichtung: Aufgrund der Netzwerkeffekte haben Fernwärmeunternehmen einen Anreiz, das bestehende Netz zu verdichten (d. h. mehr Häuser/Gebäude an das bestehende Netz anzuschließen), dies senkt die Durchschnittskosten, verbessert die Wirtschaftlichkeit des Systems und senkt Netzverluste. Aus

⁹¹ Grundlagenstudie zum Thema „Rechtlicher Rahmen im Fernwärmesektor“ im Auftrag des Bundesministers für Arbeit und Wirtschaft, S. 17 https://www.bmwet.gv.at/dam/jcr:ebded4ad-3933-44bb-8332-ad059446fb7f/Grundlagenstudie%20Fernw%C3%A4rme%2006.02.24_Rainer%20Palmstorfer.pdf.

Sicht der Fernwärmeunternehmen ist eine Netzverdichtung wichtig und notwendig, da sie die durchschnittlichen Kosten und Netzverluste senkt. **Eine Netzverdichtung ist grds. aus wettbewerblicher Sicht positiv zu sehen, sofern diese nicht unter direktem oder indirektem (Anschluss-)Zwang erfolgt.** Indirekter Zwang kann etwa über die Gestaltung von Förderinstrumenten erfolgen. Ein Beispiel wäre ein Ausschluss von Förderungen für alternative Heizsysteme, sobald ein Anschluss an die Fernwärme möglich ist. Dies führt zu Einschränkungen des vorgelagerten Systemwettbewerbs.

Dekarbonisierung und Reduktion von Leitungsverlusten: Konkrete Maßnahmen, um die Leitungsverluste zu minimieren und die Energieeffizienz zu erhöhen, sind

- die **Senkung der Netzurücklauftemperaturen** (siehe dazu auch Fußnote 90);
- der **Einsatz verbesserter Wärmedämmsysteme** (Leitungsisolierung am Weg);
- die **Modernisierung der Produktionsanlagen** mit höheren Wirkungsgraden und
- der **optimierte Betrieb durch digitale Steuerungs- und Regelungssysteme.**

Ein weiterer zentraler Punkt ist der **Einsatz erneuerbarer Energiequellen.** Auch kann Überschussstrom aus erneuerbarer Energie (wie Sonnenenergie) für Power-to-Heat-Anlagen benutzt werden.

Diese Punkte sind netzspezifisch zu bewerten, da eine Kosten-Nutzen-Analyse nicht in jedem Fall positiv ausfallen muss. **Ausbaumaßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Minimierung von Leitungsverlusten sind aus wettbewerblicher Sicht grds. positiv zu bewerten.** Dennoch müssen sich solche Maßnahmen auch für die Verbraucherinnen und Verbraucher rechnen. Ein Vorteil eines einzigen Netzbetreibers besteht darin, dass dieser in der Lage ist, langfristige Kosten-Nutzen-Analysen vorzunehmen.

7.3. Wärmevertrieb

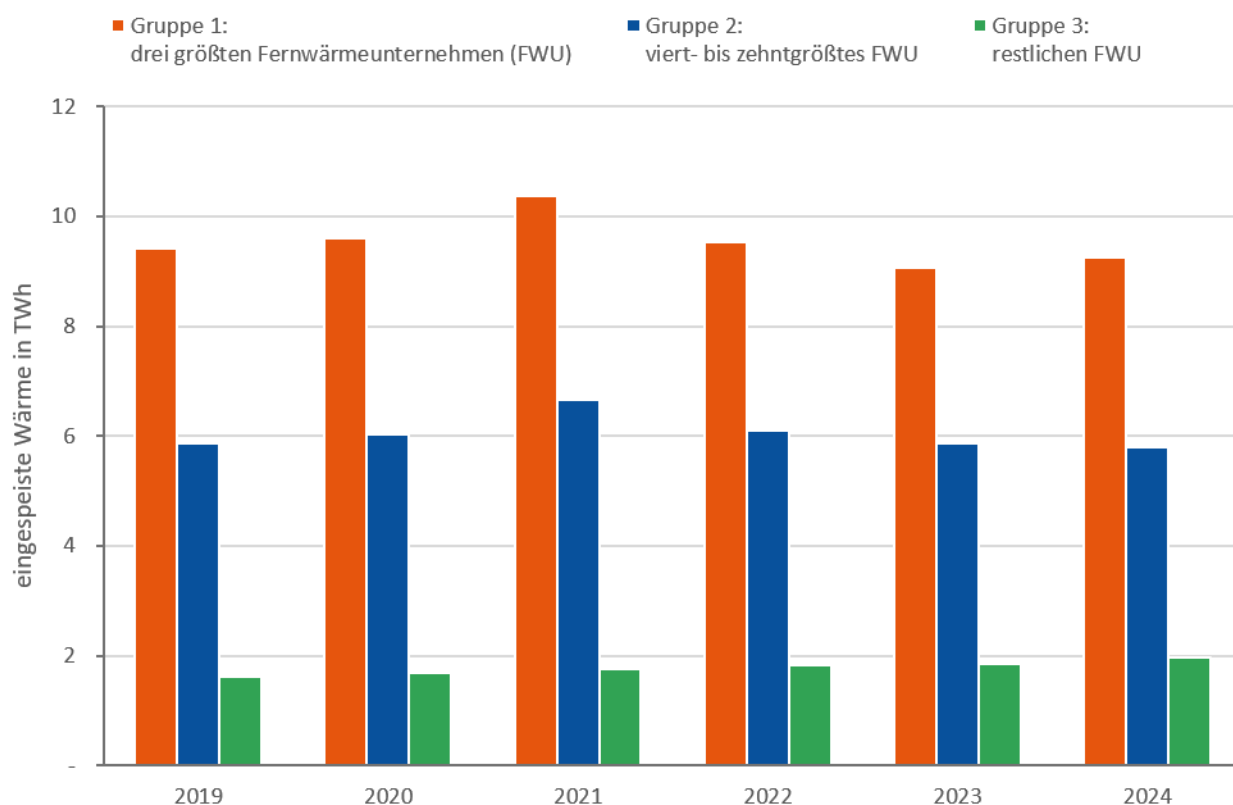
Der **Wärmevertrieb erfolgt i. d. R. direkt über das Fernwärmeunternehmen oder die mit ihm verbundenen Unternehmen.** In das Fernwärmenetz einspeisende Dritte treten nicht als konkurrierende Wärmevertreiber am Endkundenmarkt auf, wie etwa bei Strom und Gas.

Der Wärmevertrieb ist für die **Gewinnung neuer Kundinnen und Kunden (Neuakquise)** sowie für die **Betreuung bestehender Kundinnen und Kunden** zuständig. Die Akquise neuer Kundinnen und Kunden beinhaltet insb. die Verhandlung und den Abschluss von Wärmelieferverträgen. Zusätzlich ist häufig auch der Abschluss eines Netzanschlussvertrags mit dem Anschlussnehmer notwendig. Ein zentraler Bestandteil ist der Kundenservice, der auch als wichtiger **Qualitätsbestandteil des Produkts Fernwärme** wahrgenommen wird. Neben der Abrechnung der gelieferten Wärme kann der Kundenservice auch **Dienstleistungen und Informationen zur Unterstützung bei der Einsparung des Wärmeverbrauchs** beinhalten.

Der **tatsächliche Wärmeverbrauch wird durch die Endverbraucherinnen und Endverbraucher gesteuert** und variiert je nach Nutzungsart und Bedarf. Die Kundinnen und Kunden setzen sich aus Privatkunden, Gewerbekunden und Industriekunden zusammen (siehe 7.5.).

Abbildung 14 zeigt die Entwicklung der eingespeisten Wärme von den befragten Unternehmen. Nach einem Anstieg in den Jahren 2019 bis 2021 war in den Jahren 2022 und 2023 ein Rückgang zu verzeichnen. Gleichzeitig stiegen im Jahr 2022 die (Brennstoff-)Kosten der Fernwärmeversorgung infolge des Angriffskriegs auf die Ukraine. Im Jahr 2024 nahm die eingespeiste Wärmemenge wieder leicht zu und lag damit knapp über dem Niveau von 2019. Nach dem Beginn des Angriffskriegs auf die Ukraine ging in der Gruppe 1 (drei größten Fernwärmeunternehmen) die eingespeiste Wärmemenge in den Jahren 2022 und 2023 zurück, bevor sie 2024 wieder leicht anstieg. Bei der Gruppe 2 (viert- bis zehntgrößtes Fernwärmeunternehmen) setzte sich der Rückgang hingegen auch 2024 fort. Demgegenüber verzeichnete die Gruppe 3 (restliche Fernwärmeunternehmen) über den Zeitraum von 2022 bis 2024 einen Anstieg der eingespeisten Wärmemenge.

Abbildung 14: Eingespeiste Wärme auf Unternehmensebene



Anmerkung: Rangreihenfolge nach Netzlänge im Jahr 2024.

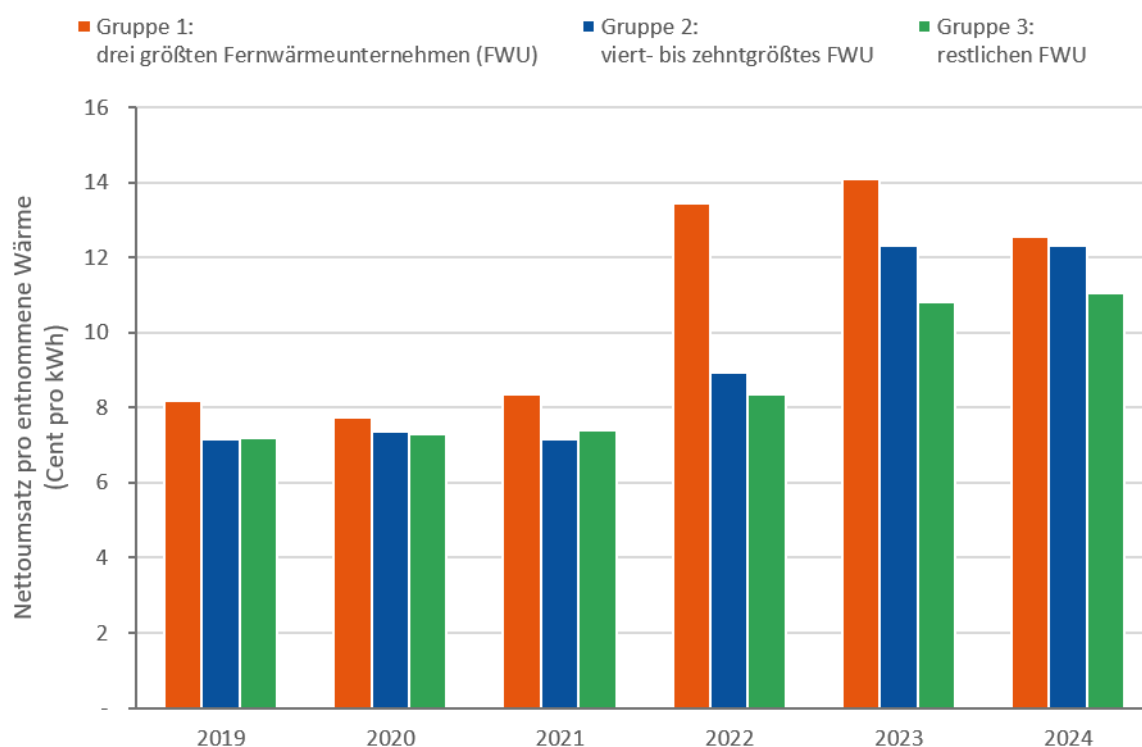
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Abbildung 15 zeigt die Entwicklung der Nettoumsatzerlöse je entnommener kWh basierend auf den der BWB gemeldeten Tarifen. Nach Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine war bei der Gruppe 1 (drei größten Fernwärmeunternehmen) bereits im Jahr 2022 der stärkste Anstieg zu verzeichnen. Bei den beiden übrigen Unternehmensgruppen erfolgte der stärkste Anstieg hingegen im Folgejahr 2023. Im Jahr 2024 gingen die Nettoumsatzerlöse je eingespeister kWh sowohl bei der Gruppe 1 als auch bei der Gruppe 2 (viert- bis zehntgrößtes Fernwärmeunternehmen) zurück. Bei der Gruppe 3 (restliche Fernwärmeunternehmen) setzte sich der Anstieg dagegen auch 2024 leicht fort. Über den gesamten Zeitraum

von 2021 bis 2024 verzeichnete die Gruppe 2 mit rund 71 % den stärksten relativen Anstieg der Nettoumsatzerlöse je eingespeister kWh. Bei der Gruppe 1 und der Gruppe 3 fiel der Anstieg mit rund 50 % bzw. 49 % deutlich geringer aus. Auch gemessen in Cent je eingespeister kWh war der absolute Anstieg in diesen beiden Gruppen vergleichbar und deutlich geringer als in Gruppe 2.

In absoluten Zahlen stieg im Zeitraum von 2021 bis 2024 der Nettoumsatz je kWh für die Gruppen 1 und 3 um rund vier Cent/kWh und für Gruppe 2 um rund fünf Cent/kWh. Zur Veranschaulichung der daraus resultierenden Mehrbelastung dient folgendes theoretisches Beispiel: Bei einer Wohnung mit einem jährlichen Wärmeverbrauch von 7.500 kWh erhöhen sich die Heizkosten in Gruppe 1 um rund 316 Euro pro Jahr, in Gruppe 2 um rund 385 Euro pro Jahr und in Gruppe 3 um rund 273 Euro pro Jahr. Bei einem Einfamilienhaus mit einem jährlichen Wärmeverbrauch von 22.500 kWh beträgt die jährliche Mehrbelastung in Gruppe 1 rund 947 Euro pro Jahr, in Gruppe 2 rund 1.154 Euro pro Jahr und in Gruppe 3 rund 819 Euro pro Jahr.

Abbildung 15: Nettoumsatz pro entnommene Wärme auf Unternehmensebene



Anmerkung: Nettoumsatz für Raumwärme und Warmwasser basierend auf allen Fernwärmeparaten der befragten Unternehmen. Rangreihenfolge nach Netzlänge im Jahr 2024.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

7.4. Dienstleistungen zur Unterstützung des Wärmeverbrauchs

Die Betrachtung von Dienstleistungen zur Unterstützung des Wärmeverbrauchs kann von zwei Seiten erfolgen. Erstens auf **unternehmenseitige Bedürfnisse**, wie Inkasso, Buchhaltung, Förderabrechnung, laufende Preisberechnung von Beschaffungspreisen oder Kundenpreisen usw. Zweitens auf **kundenseitige**

Bedürfnisse, wie Energieberatungen zur effizienten Wärmenutzung, Gebäudedämmung und möglichen Förderungen oder Contracting.

Aufgrund der großen Spanne wird nur auf folgende Dienstleistungen näher eingegangen:

- Messung und Abrechnung von Wärmelieferungen
- Contracting

Messung und Abrechnung von Wärmelieferungen: Die Wertschöpfungsstufe der Wärmemessung in Fernwärmesystemen umfasst den **präzisen und gesetzeskonformen Erfassungsprozess** des tatsächlichen Wärmeverbrauchs durch den Einsatz moderner Messtechnik. Bei der **meist jährlichen Ablesung und Abrechnung** der Kundenanlagen im Bereich der Wärmeversorgung wird der tatsächliche Verbrauch an Wärmeenergie erfasst und abgerechnet, was eine wesentliche Grundlage für eine **verbrauchsbasierte Kostenverteilung** darstellt. Die Abrechnung kann bei Wohnhäusern i. d. R. auf zwei Arten erfolgen: Entweder wird die gesamte Wärmemenge eines Gebäudes (typischerweise bei Mehrfamilienhäusern) in Summe an die Wohnungseigentümergeinschaft (WEG) oder in deren Vertretung an die zuständige Hausverwaltung übermittelt. In diesem Fall übernimmt die WEG, die Hausverwaltung oder ein beauftragter Dritter die interne Aufteilung der Abrechnung auf die einzelnen Wohneinheiten. Alternativ, sofern wohnungsindividuelle Wärmelieferverträge bestehen, kann die Abrechnung direkt an die jeweiligen Wohnungseigentümer bzw. Wohnungseigentümerinnen oder Mieter bzw. Mieterinnen erfolgen. Um die Messgenauigkeit sicherzustellen, unterliegen die eingesetzten Verrechnungszähler einer **gesetzlichen Eichpflicht**. Diese schreibt eine **Eichung im Fünf-Jahres-Rhythmus** vor (§ 15 Z 5 lit. f MEG) und kann unter bestimmten Bedingungen um drei bzw. fünf Jahre verlängert werden (§ 18 MEG).⁹² Zum Austausch und der Eichung der Wärmemengenzähler können auch spezialisierte externe Dienstleister beauftragt werden.

Zur Erfassung der verbrauchten Wärmemenge kommen unterschiedliche Messtechniken zum Einsatz. Neben geeichten Wärmezählern, die den Gesamtverbrauch in Kilowattstunden (kWh) einer Versorgungseinheit messen, werden **je nach Abrechnungsmodell** auch elektronische Heizkostenverteiler oder Verdunstungszähler verwendet. Sie ermöglichen die verursachungsgerechte Aufteilung der Heizkosten innerhalb eines zentral beheizten Gebäudes, was insb. in Mehrfamilienhäusern verbreitet ist. Im Gegensatz zu Wärmezählern dienen Heizkostenverteiler primär der internen Kostenverteilung. Die **Leistungen rund um die Heizkostenverteiler**, wie Installation, Wartung, Ablesung und Abrechnung, können auch von spezialisierten Abrechnungsunternehmen erbracht werden. Diese Dienstleister übernehmen auf Wunsch auch die Erstellung der Heizkostenabrechnung.

⁹² Die Verlängerung der Nacheichfrist wird in der Verordnung der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort über die Verlängerung der Nacheichfrist für Mengennessgeräte für thermische Energie (BGBl II 2003/254 idF BGBl II 2020/499) geregelt.

Contractoren⁹³: Der Begriff Contracting fand in den Ermittlungen der BWB unterschiedliche Verwendung. Eine Form von Contracting ist zum Beispiel, wenn im Zuge der Errichtung eines Fernwärmeanschlusses ein erheblicher Umbau der Sekundärseite, also der hausinternen Heizungsanlage, notwendig ist. In solchen Fällen kann das Contracting unterstützend eingesetzt werden, um den Umbau finanziell abzudecken. Das **Anlagen-Contracting** bezieht sich primär auf Finanzierungsleistungen, die im Zusammenhang mit der Erneuerung dezentraler Heiz- und Kühlanlagen stehen. Das **Wärme-Contracting** hingegen geht deutlich über die reine Finanzierung hinaus und stellt eine umfassende energiewirtschaftliche Dienstleistung dar. Im Rahmen dieses Modells übernimmt der Dienstleister die vollständige Planung, Errichtung und den Betrieb von Wärmeversorgungsanlagen direkt am Standort der Kundin oder des Kunden. Der Kunde zahlt dafür eine regelmäßige Gebühr. Die Contractortätigkeit kann aber auch diverse andere Bereiche umfassen: Ablesen der Zählerstände⁹⁴, Abrechnung der Kundinnen bzw. Kunden, Kundenbetreuung, Zwischenhändlerstätigkeit, Betriebsführung und Wartung (technische Betriebsführung, regelmäßige Wartung, Störungsbeseitigung etc.) usw. Die Mehrzahl der mittelgroßen Fernwärmeunternehmen hat keinen direkten Kontakt mit Contractoren. Es besteht die Möglichkeit, dass diese auch im Nachhinein durch die Hausverwaltung als Vertragspartner zwischengeschaltet werden. Auffällig ist hierbei, dass große Fernwärmeunternehmen häufiger mit Contractoren vertragliche Beziehungen eingehen als kleinere. Jedoch geht die Initiative für eine Vertragsbeziehung sehr häufig vom Contractor oder dem Liegenschaftseigentümer aus.

Eine hohe Zahl der Beschwerden bei der BWB bzgl. Fernwärme steht im Zusammenhang mit Contractoren und Messdienstleistern. Wie bereits ausgeführt, handelt es sich im Fernwärmesektor bei den Fernwärmenetzen um natürliche Monopole. Contractingdienstleistungen wie Messleistungen, Abrechnungen usw. weisen hingegen diese Besonderheit nicht auf, weshalb diese – wie bspw. auch die Hausverwaltungen – nicht im Fokus der Branchenuntersuchungen stehen, da sie auch als Wettbewerbsmarkt organisiert werden können. Es zeigt sich jedoch, dass die Vertragsstruktur durch den Einsatz von Contractoren unübersichtlicher und auch bzgl. der rechtlichen Zuständigkeit verkompliziert wird. Die Diskussion dazu erschwert sich dadurch, dass es keine einheitliche Definition für Contracting gibt.

7.5. Endverbrauch

Ein Überblick zu den Beschwerdefällen im Bereich Fernwärme findet sich unter 4.2. **Ein Merkmal des Fernwärmesektors ist, dass es trotz der monopolistischen Struktur keine Sektorregulierung gibt** (siehe bereits unter 5.). Private Endverbraucherinnen und Endverbraucher haben daher keine mit dem Strom- und Gasmarkt vergleichbaren **Schutzmechanismen**. Eine sektorspezifische Besonderheit ist die häufigere

⁹³ Unter einem Contractor versteht die BWB in dem hier vorliegenden Papier ein Unternehmen, das vertraglich zwischen Fernwärmeunternehmen und Endkunden zwischengeschaltet ist und bei dem es sich nicht um den Hauseigentümer bzw. die Hauseigentümergemeinschaft oder die Hausverwaltung handelt.

⁹⁴ Hierbei handelt es sich um eine typische Tätigkeit von Messdienstleistern.

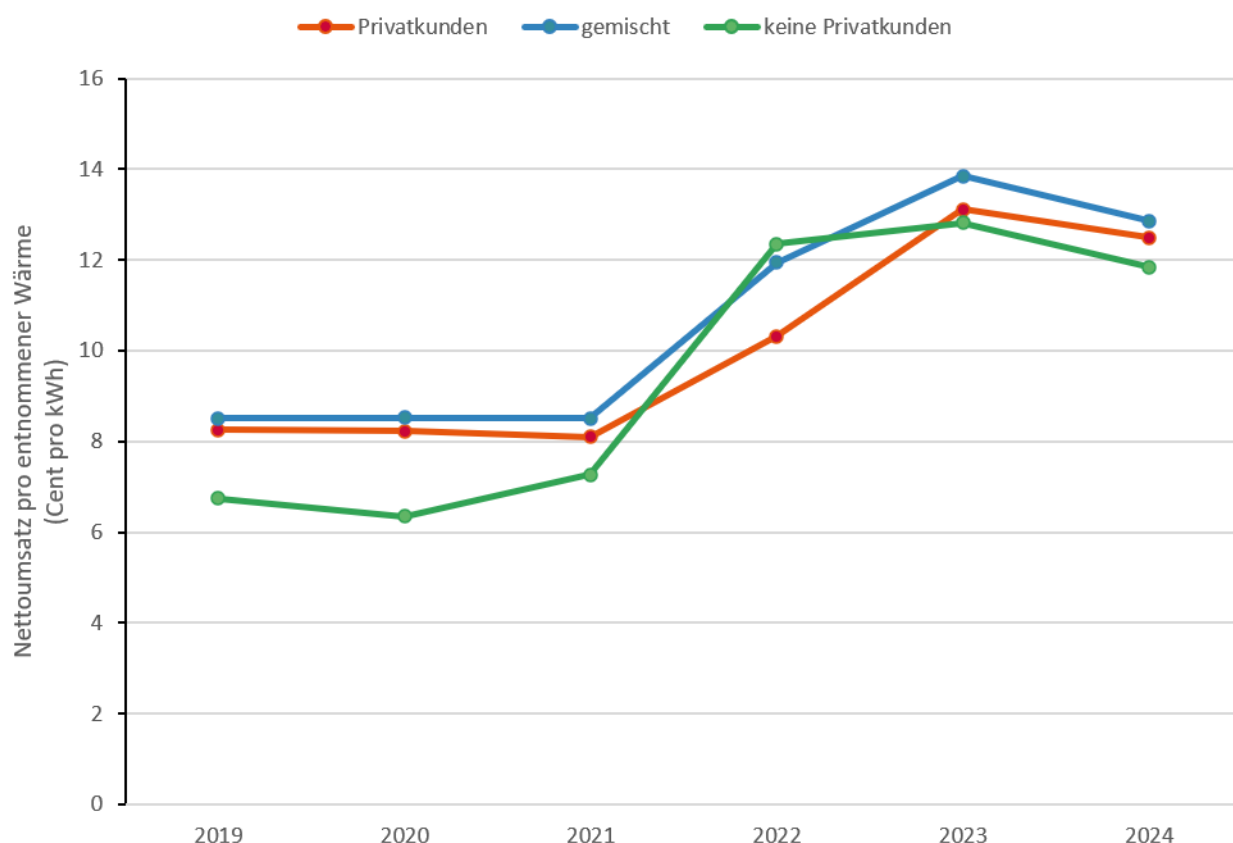
Anwendung des Preisgesetzes 1992 auf Fernwärme, wodurch Endverbrauchspreise reguliert werden (siehe 8.6.).

Die Beziehung privater Endverbraucherinnen und Endverbraucher und Fernwärmeunternehmen ist mit einigen Unklarheiten belegt. Aus der Verbraucherperspektive wurde der BWB mitgeteilt, dass häufig die Frage aufkomme, wer überhaupt Vertragspartner ist. Bei konkreten Fragen werden Kundinnen und Kunden häufig „im Kreis geschickt“. Brauchbare Auskünfte zu erhalten ist daher aus Verbraucherperspektive mitunter schwierig. Eine **sektorspezifische Schlichtungsstelle**, vergleichbar zum Gas- und Strommarkt, gibt es nicht. Ebenso wenig gibt es eine **Kooperationspflicht** im Fernwärmesektor, wie dies bspw. in den Niederlanden der Fall ist: Dort können Endkundinnen und Endkunden beim Fernwärmeunternehmen relevante Informationen erfragen, selbst wenn diese nicht das Fernwärmeunternehmen betreffen, sondern zwischengeschaltete Vertragspartner (z. B. Contractoren).

Umgekehrt scheinen auch viele Fernwärmeunternehmen ihre Endverbraucherinnen und Endverbraucher nicht genau zu kennen. Der Grund liegt darin, dass die **Fernwärmeverträge** der **Ausgangspunkt der Vertragsbeziehung** sind. Probleme entstehen bereits bei der Aufteilung in private Kundinnen und Kunden auf der einen sowie KMU auf der anderen Seite. Auch Hausverwaltungen können Vertragspartner sein. Innerhalb der privaten Kundinnen und Kunden stehen Verträge mit Haushalten und mit Mehrfamilienhäusern oft gleichwertig nebeneinander. Schließlich können im Wohnbau Gebäudeeigentümer die Verteilung und Abrechnung der gelieferten Wärme auch unabhängig vom Fernwärmeunternehmen durchführen.

Die von den befragten Unternehmen übermittelten Tarife wurden – trotz einer gewissen Unschärfe – in Kundensegmente aufgeteilt (siehe Abbildung 16). Tarife, welche eher nur dem Privatkundensegment zugerechnet werden, haben den größten Anteil am Energieverbrauch (d. h. an der entnommenen Energie). Tarife, welche eher nicht dem Privatkundensegment zugerechnet werden, machen rund 37 % des Verbrauchs aus. Eine gemischte Kategorie, welche Tarife enthält, die eine stärkere Durchmischung privater und nicht-privater Kundinnen und Kunden beinhalten, verbleibt als Rest. Diese Gruppe betrifft rund 10 % des Verbrauchs. Abbildung 16 zeigt, dass Tarife, die nicht dem Privatkundensegment zuzurechnen sind (Unternehmen, öffentlicher Sektor), erwartungsgemäß einen geringeren Umsatz in Cent pro entnommener kWh Wärme, also geringere Kosten für die Kundinnen und Kunden, aufweisen. Dies kann etwa durch eine höhere Energieabnahme je Anschluss oder niedrigere Rücklauftemperaturen gerechtfertigt sein (wie Spitäler). Ausnahme ist das Jahr 2022, woran sich zeigt, dass solche Tarife in Krisenzeiten auch nachteiliger sein können als Tarife für Private. Die Entwicklung hat sich seitdem jedoch wieder umgedreht.

Abbildung 16: Vergleich des Nettoumsatzes von privaten und gewerblichen Tarifen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Eine österreichweite Aufteilung in tatsächliche Kundengruppen kann aufgrund der zu geringen Datenbasis nicht dargelegt werden. Stattdessen folgt ein deskriptiver Überblick zum besseren Verständnis der Kundenstruktur, basierend auf den Rückmeldungen der Fernwärmeunternehmen.

Die **Kundengruppen** umfassen insb.:

- **Privatkunden** (Ein- und Mehrfamilienhäuser, teils über Hausverwaltungen)
- **Öffentliche Einrichtungen** (Schulen, Krankenhäuser, Verwaltungsgebäude, Schwimmbäder, Gemeindezentren, Kasernen, Kulturzentren)
- **Gewerbekunden** (Büros, Handel, Dienstleistungen, Einkaufszentren)
- **Tourismusbetriebe** (Hotels, Thermen)
- **Industrie** (energieintensive Betriebe, Produktionsstandorte)
- **Landwirtschaft**

In vielen Regionen stellen **Wohnbauten** den größten Teil der Kunden dar. **Industrie- und Großabnehmer** können jedoch aufgrund ihres hohen Verbrauchs einen hohen Anteil am **Gesamtwärmeabsatz** haben und damit den Netzausbau prägen. Die Bedeutung der einzelnen Kundengruppen **variiert je nach Fernwärmenetz** erheblich.

7.5.1. Großabnehmer

7.5.1.1. Sicht der Fernwärmeunternehmen

Die Fernwärmeunternehmen definieren **Großabnehmer** als Kunden, die dauerhaft hohe Wärmemengen und/oder kurzfristig sehr hohe thermische Leistungen benötigen, etwa wenn Fernwärme für benötigte Prozesswärme eingesetzt wird. Für diese Kundengruppe kommen häufig Sonderkundenverträge zum Einsatz, die individuell ausgehandelte Konditionen enthalten. Großkunden haben nicht nur eine hohe wirtschaftliche Bedeutung durch ihre Abnahmemengen, sondern können auch als **treibende Kraft für den Ausbau der Netzinfrastruktur** wirken. Durch ihren Anschluss entstehen oft Leitungsstränge, an die später weitere, kleinere Kundinnen und Kunden angebunden werden können.

Die umgekehrte Logik wurde anhand von historischen Beispielen ebenfalls mitgeteilt, nämlich dass **die Errichtung neuer Wärmequellen dazu führte, mit Großabnehmern Verträge abzuschließen**. Sind die Wärmequellen jedoch nicht ausreichend differenziert, **tragen die Großabnehmer ein „Versorgungsrisiko“**: Wenn die Wärmequellen (z. B. gasbetriebene Heizkraftwerke) nach der Nutzungsdauer vom Netz genommen werden, muss eine Alternative für einen Großabnehmer gefunden werden, mit einer neuen Kostenstruktur für den Großabnehmer.

Die **BWB hat die Fernwärmeunternehmen** befragt, ob es beim Anschluss von bzw. der Preispolitik mit Großabnehmern (etwa aus der Industrie) Überlegungen zur **Standortpolitik, Wettbewerbsfähigkeit** oder andere **strategische Überlegungen/Vorgaben** gibt:

Laut den Antworten der Auskunftsverlangen spielen standortpolitische Überlegungen oder strategische Ansiedlungsförderung in der Preisgestaltung keine Rolle. Der Schwerpunkt liegt auf Wirtschaftlichkeit, Wärmedichte und technischer Umsetzbarkeit. Die Bedeutung von Großkunden bei den Überlegungen von Fernwärmeunternehmen folgt **netzspezifischen Gegebenheiten**. Zwar gibt es häufig Sonderkundenverträge. Einige Betreiber haben aber auch mitgeteilt, dass sie einheitliche Tarifmodelle haben und keinen Unterschied zwischen Kundengruppen machen oder dabei sind, Sonderkunden auf Standardtarife umzustellen. Für viele Betreiber sind Sondertarife für Großabnehmer jedoch üblich. So wurde mitgeteilt, dass die Preisgestaltung im gewerblichen und industriellen Bereich von der Konkurrenzsituation zu alternativen Energieträgern, insb. Erdgas, stärker geprägt ist (Systemwettbewerb). Hierin unterschieden sich Großabnehmer von anderen Kunden wie Privathaushalten oder KMU.

In Preisverhandlungen werden i. d. R. folgende Prioritäten gesetzt:

- Technisch einwandfreie und störungsfreie Versorgung;
- Kostenvorteil gegenüber alternativen Energieträgern;
- Ökologischer Zusatznutzen durch klimaneutrale Energie.

Praktisch ergeben sich Unterschiede häufig nur im Leistungspreis für Kunden mit sehr hohen Abnahmemengen, besonderen technischen Anforderungen oder spezifischen Lastprofilen. Teilweise existieren

auch Abschalttarife, bei denen Kunden im Fall hoher Netzlast vorübergehend vom Netz genommen werden oder Sondertarife bei Rücklieferung von wiederum zurück eingespeister industrieller Abwärme.

Individuell ausgehandelte Preise mit Rabatten gegenüber kleineren Abnehmern haben häufig das Ziel, von einem **Wechsel zur Fernwärme zu überzeugen** oder die **Bindung an das Netz zu sichern**. Fernwärmeunternehmen argumentieren, dass solche Konditionen auch durch günstigere spezifische Erzeugungskosten bei hohen Abnahmemengen gerechtfertigt seien. Manche Fernwärmenetze geben bei Großabnehmern auch ein „**Klumpenrisiko**“ für ihr Netz an. Damit wird das Risiko beschrieben, dass der Wegfall eines sehr großen Abnehmers die Wirtschaftlichkeit des gesamten Netzes erheblich beeinträchtigen kann.

Für den wirtschaftlichen Betrieb und die Entwicklung eines Fernwärmenetzes sei die **Wärmedichte**, also das Verhältnis von Abnahmemenge zur Netzlänge, ein entscheidender Faktor. Aus diesem Grund legen einige Fernwärmebetriebe **bei der Planung besonderen Wert auf die Einbindung von Gewerbe- und Großkunden**, um eine stabile Grundlast sicherzustellen und die Auslastung des Systems zu optimieren.

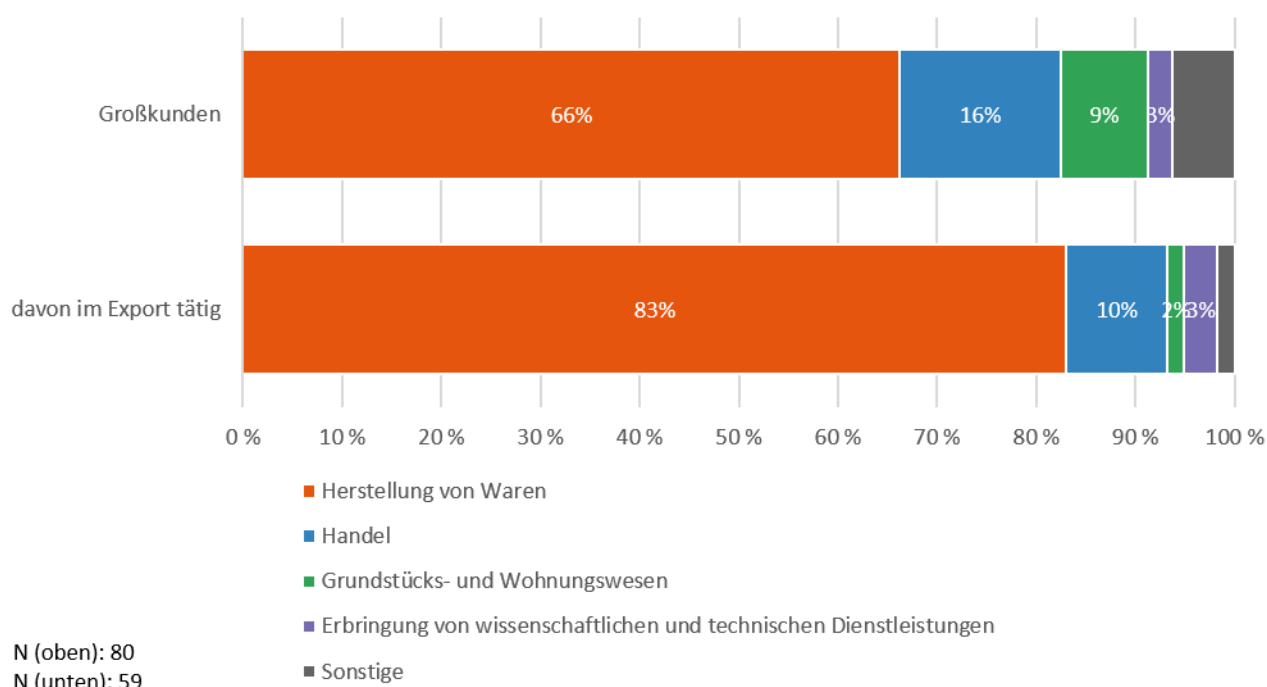
Zusammenfassend folgt die Preis- und Anschlussgestaltung von Großabnehmern im Fernwärmebereich überwiegend klaren wirtschaftlichen Kriterien: Großkunden können (teilweise) aufgrund ihrer Abnahmemengen zu **individuell ausgehandelten Konditionen beliefert** werden, insb., wenn ihr Wärmebedarf zur Grundlastsicherung des Fernwärmenetzes beiträgt. Die Infrastrukturplanung erfolgt i. d. R. bedarfsorientiert und orientiert sich daran. **Standortpolitische Zielsetzungen stehen dabei meist nicht im Vordergrund** – entscheidend ist vielmehr der Wärmebedarf in Abhängigkeit zur Leitungslänge. Großkunden bringen für das Netz auch spezifische Risiken mit sich. Ein solches „**Klumpenrisiko**“ für die Fernwärmenetzbetreiber kann entstehen, wenn ein Großkunde eine hohe Bedeutung für die Netzauslastung hat, gleichzeitig können Großabnehmer ein „**Versorgungsrisiko**“ haben, wenn ihre Wärmeversorgung von einer einzelnen Fernwärmeerzeugungsanlage abhängt.

7.5.1.2. Sicht der Großabnehmer mit Fokus Exportwirtschaft

Die BWB hat von den Fernwärmeunternehmen die jeweils zehn größten Geschäftskunden/Sonderkunden nach abgenommener Wärmemenge abgefragt, welche nicht mehrheitlich im Eigentum der öffentlichen Hand stehen oder Hausverwaltungen für Wohnimmobilien darstellen. Die BWB hat die Liste mit Fokus auf **potenzielle exportorientierte Gewerbekunden inkl. Industrie konsolidiert** und diese Unternehmen befragt, wovon 80 Unternehmen vollständig geantwortet haben.

Die folgende Abbildung 17 zeigt die Aufteilung der ausgewählten und befragten Großkunden, wobei die Unternehmen, welche auch im Export tätig sind, nochmals extra ausgewiesen wurden. Überwiegend handelt es sich bei den Exportunternehmen um welche mit Haupttätigkeit „Herstellung von Waren“, insb. Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen oder von Metallerzeugnissen bzw. die Metallerzeugung und -bearbeitung.

Abbildung 17: Aufteilung der befragten Großabnehmer in Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Beim Fernwärmebezug geht es überwiegend um die **Beheizung** von Bürobereichen, Produktionshallen oder anderen Raumwärmeverbrauchern. Als positiv wird gesehen, dass durch die Fernwärme **kein zusätzlicher Heizraum** erforderlich und eine zuverlässige und wartungsarme Wärmeversorgung gewährleistet wird. Fernwärme wird vereinzelt auch spezifisch für **Arbeitsprozesse** verwendet, wie etwa bei der Oberflächentechnik (Lackierkabinen und Trockenräume), der Heizung für Prozesswärme von Pressen oder der Trocknung von Rohmaterialien (Sägespäne) für die Pelletsproduktion. Ein Unternehmen gab eine Kooperation an, wonach Überschussmaterialien aus der Holzproduktion an den Fernwärmebetreiber geliefert werden und im Gegenzug der Betrieb mit Fernwärme beheizt wird.

Die Unternehmen **begründen den Bezug** von Fernwärme insb. entlang von Überlegungen zur **Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit, sinkender Komplexität und Versorgungssicherheit**. Exportierende Unternehmen und nicht-exportierende Unternehmen unterscheiden sich hierin kaum.

- **Nachhaltigkeit:** Der Fernwärmebezug stehe bei vielen im Export tätigen Großabnehmern im Zusammenhang mit Überlegungen zur Nachhaltigkeit und gesellschaftlichen Verantwortung. Konzernvorgaben zur Klimaneutralität als Unternehmensziele würden häufig als Begründung für den Bezug von Fernwärme genannt (wie CO₂-Reduktion bzw. ESG-Ziele). Weitere Themen seien die Einhaltung von Umweltauflagen und Zertifizierungen. Auch die Umstellung von alten Öl- bzw. Gasheizungen auf Fernwärme, um ökologisch nachhaltiger zu heizen, sei häufiger erwähnt.
- **Wirtschaftlichkeit:** Positiv werde erwähnt, dass Fernwärme die Investitionskosten senke, weil kein eigener Heizkessel, kein Brennstofflager und keine zusätzliche Heiztechnik erforderlich seien.

Auch Flächennutzungsvorteile, etwa durch den Wegfall von Heizräumen, trügen zur Gesamtwirtschaftlichkeit bei. Die Fernwärmesysteme würden als wartungsarm beschrieben, wodurch der Betriebs- und Personalaufwand sinke. Einige befragte Unternehmen hätten zudem aktiv angegeben, dass Fernwärme zum Zeitpunkt des Anschlusses kostengünstiger als Öl oder Gas gewesen sei und eine stabile historische Preisstruktur positiv geschätzt worden sei. Preisvorteile seien derzeit jedoch nicht mehr so groß bzw. nicht mehr gegeben. Vereinzelt sei angegeben worden, dass Alternativen gesucht würden (bspw. eigene Heizanlage, betrieben mit Rohstoffen aus der Produktion), um Kosten einzusparen.

- **Geringe Komplexität:** Durch den Wegfall eigener Heiztechnik entstehe ein einfaches, platzsparendes und wartungsarmes Wärmesystem mit geringer technischer Komplexität und minimalem organisatorischem Aufwand. Keine eigenen Anlagen, keine Brennstofflogistik, weniger Störanfälligkeit und kaum interner Betreuungsbedarf reduzierten die Systemlast.
- **Versorgungssicherheit:** Fernwärme könne kontinuierliche, ausfallsichere und ganzjährig verfügbare Wärme für Raum- und Prozesswärme anbieten. Sie erhöhe die Unabhängigkeit von Gas- und Ölmärkten, vermindere die Risiken von Lieferengpässen und unterstütze damit eine stabile Produktion (Risikominimierung und Planbarkeit als zentrales Argument). Eine reduzierte Abhängigkeit von internationalen Rohstoffmärkten sei natürlich nur dort ein Argument, wo die Wärmeerzeugung entsprechend aufgestellt sei, und nicht wieder durch fossile Energieträger erfolge.

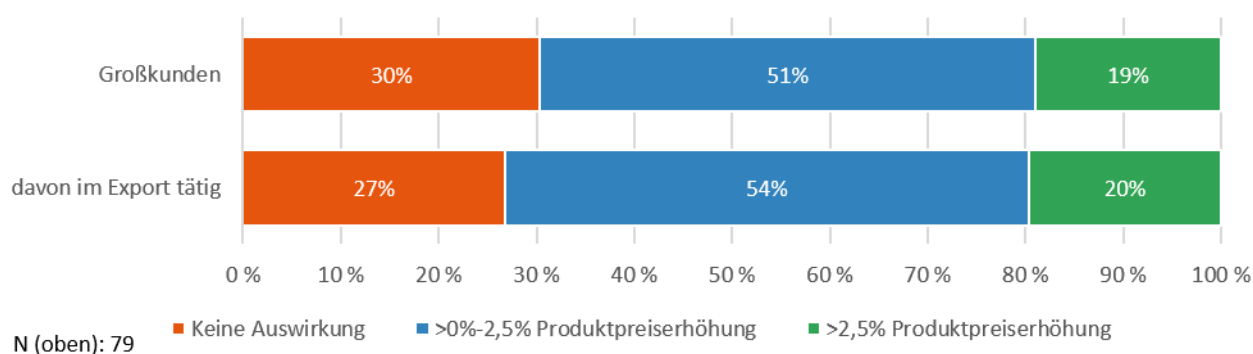
In Anbetracht der geopolitischen Krisen finden sich zur **Versorgungssicherheit** bei den befragten Großabnehmern zwei Lager. Das eine Lager sieht die Fernwärme als Garant für eine unabhängige nachhaltige Wärmeversorgung. Das andere Lager verneint dies und verweist auf gestiegene Energiepreise. Diese unterschiedliche Wahrnehmung hängt auch davon ab, wie ein Fernwärmebetreiber die Wärme produziert. Stellvertretend für diese beiden Seiten stehen folgende Antworten:

Während viele Unternehmen mit stark schwankenden Gas- oder Stromkosten konfrontiert waren, konnten wir durch die Fernwärmeversorgung eine gewisse Unabhängigkeit von globalen Brennstoffmärkten wahren. Das hat unsere Produktionssicherheit erhöht und uns vor unerwarteten Kostensprüngen geschützt.

Sichere Heizquelle. Leider durch die enorme Inflation und Misswirtschaft unserer Fernwärmeorganisation kam es zu eklatanten Preiserhöhungen. Unser Fernwärmeanbieter ist nicht sehr verhandlungswillig. Kein Mitbewerb.

Der Bezug der Fernwärme ist für Großabnehmer **ein bedeutender Kostenposten und kann einen direkten Bezug zur Wirtschaftlichkeit der Unternehmen haben**. Rund zwei Drittel der befragten Unternehmen gaben an, dass eine 10 %ige Erhöhung der Fernwärmepreise auch **Auswirkungen auf ihre Produktpreise** hat, siehe Abbildung 18. Man kommt zum gleichen Ergebnis, wenn man nur die Unternehmen betrachtet, welche auch im Export tätig sind. Für zwei von fünf Exportunternehmen ist Fernwärme auch ein Thema für deren internationale Wettbewerbsfähigkeit, siehe Abbildung 19.

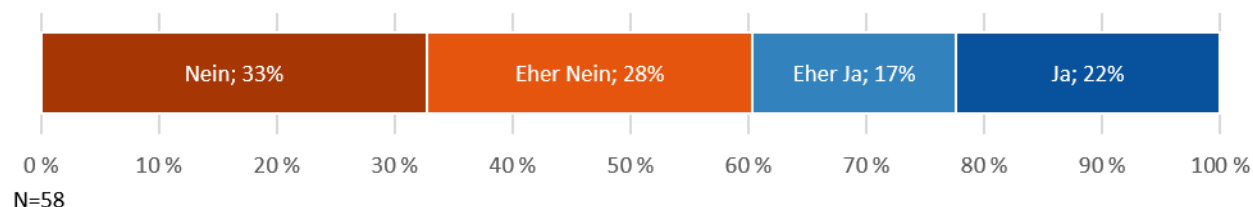
Abbildung 18: Auswirkung eines um 10 % höheren Fernwärmepreises auf Produkt- bzw. Exportpreise



Lesehilfe: Bei einer 10 %igen Preiserhöhung gaben 30 % der Großkunden an, dass keine Auswirkungen auf die Produktpreise erfolgen, 51 % der Großkunden, dass die Produktpreise zwischen 0 und 2,5 % erhöht werden usw.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Abbildung 19: Nur exportierende Unternehmen: Ist Fernwärme für die internationale Wettbewerbsfähigkeit relevant?



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Der **Einfluss auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit** wird positiv mit der CO₂-Neutralität und negativ durch einen Kostennachteil von Fernwärme begründet. Beispielhaft werden folgende Zitate von exportierenden Unternehmen wiedergegeben:

Da wir die Fernwärme zum größten Teil CO₂-neutral beziehen, sind wir in der Lage, dass wir eine positive CO₂ Bilanz am Standort in Österreich aufweisen können. Somit können wir die verstärkte Nachfrage nach Green Products unterstützen.

Wir sind Auftragsfertiger, Kosten und CO₂-Neutralität haben großen Einfluss auf den Wettbewerb und die Auftragslage. Wir müssen internationale Umweltstandards einhalten, und Fernwärme aus erneuerbaren Quellen verbessert die CO₂-Bilanz.

Die Nutzung von Fernwärme stärkt unsere internationale Wettbewerbsfähigkeit, da sie uns eine effizientere und klimafreundlichere Energieversorgung ermöglicht. Im Vergleich zu Wettbewerbern aus anderen Staaten, die oft noch stärker auf fossile Energieträger angewiesen sind, können wir durch Fernwärme CO₂-Emissionen senken, Betriebskosten stabil halten und Nachhaltigkeitsziele glaubwürdig erfüllen. Dies verschafft uns einen klaren Standortvorteil, da Kunden, Investoren und Partner zunehmend Wert auf umweltbewusste und ressourcenschonende Energienutzung legen.

In der Produktion sind stabile Energiekosten und eine verlässliche Versorgung mit Prozesswärme entscheidende Wettbewerbsfaktoren. Durch die Nutzung von Fernwärme können wir Schwankungen bei Brennstoffpreisen sowie aufwendige eigene Erzeugungsinfrastruktur vermeiden. Das stärkt unsere Kalkulationssicherheit und hilft, die Produktionskosten im internationalen Vergleich stabil zu halten.

Die Energiekosten sind sehr relevant für unsere Wettbewerbsfähigkeit. Derzeit ergeben sich klare Nachteile auf Grund des Gaspreisindex in der Preisgestaltung des Fernwärmeanbieters.

Es ergeben sich keine Vorteile, eher Nachteile, da die laufenden Kosten höher sind als mit fossilen Brennstoffen.

Der Großteil der befragten exportierenden Unternehmen würde den **Fernwärmeverbrauch bei sinkenden Preisen nicht erhöhen**, da weder höhere Raumtemperaturen angestrebt werden noch zusätzlicher Heizbedarf besteht. Die Wärmenachfrage reagiert damit kaum auf Preissenkungen und der Fernwärmebedarf ist damit größtenteils fix. Der Verbrauch hängt von klimatischen Bedingungen wie Winterstärke, Kälte oder Feuchtigkeit ab. Der Einsatz von Prozessdampf ist von den Energiekosten losgelöst, vielmehr relevant sind Auftragslage, Produktionstechnik, Flächenkapazitäten und Personal. Dies weist auf eine inelastische Nachfrage auch bei Großabnehmern hin. Dies bedeutet, dass Unternehmen kaum auf Fernwärmepreisänderungen reagieren können.

7.5.2. Soziale Härtefälle

Die Versorgung mit Raumwärme hat auch eine sozialpolitische Dimension, da es um die Befriedigung eines Grundbedürfnisses geht. Der Begriff soziale Härtefälle ist nicht einheitlich definiert und operationalisiert. Zum Zweck der Befragung hat die BWB soziale Härtefälle wie folgt beschrieben: „*Ein sozialer Härtefall liegt vor, wenn eine Person aufgrund außergewöhnlicher Umstände in eine existenzbedrohende Notlage gerät, die eine unzumutbare Härte darstellt und eine besondere Unterstützung erforderlich macht.*“ Aufgrund der sehr offenen Definition hat die BWB auch nach sinnvollen Kriterien für eine individuelle Prüfung auf soziale Härtefälle gefragt. Insgesamt herrscht bei den Befragten weitgehende Einigkeit darüber, dass **die Verantwortung und Durchführung der Härtefallprüfung bei unabhängigen öffentlichen oder sozialen Einrichtungen liegen sollten**, während Energieversorger unterstützen können. Als zentrale **Prüfkriterien** für die Feststellung sozialer Bedürftigkeit werden mehrheitlich folgende Dimensionen genannt:

- **Einkommens- und Vermögenslage des Haushalts;**
- **Haushaltsgröße und Zusammensetzung;**
- **Wohnsituation** (z. B. Eigentum oder Miete, Hauptwohnsitz im Versorgungsgebiet);
- **besondere soziale oder gesundheitliche Umstände** (z. B. Pflegebedürftigkeit, Krankheit, Alleinerziehung, Todesfall, Gewalt im familiären Umfeld);

- **Dauer und Schwere der Zahlungsschwierigkeiten;** und/oder
- **der Bezug von Sozialleistungen** (z. B. Mindestsicherung, Notstandshilfe, Mindestpension, GIS-Befreiung oder Heizkostenzuschuss).

Einzelne schlagen auch vor, bestehende Systeme wie die **ORF-Beitragsbefreiung oder den Heizkostenzuschuss** als Indikatoren zu nutzen. Mehrere Fernwärmeunternehmen **kritisierten das Fehlen politisch festgelegter, einheitlicher Kriterien**, um Transparenz und Gleichbehandlung sicherzustellen. Ohne klare gesetzliche Definitionen können Fehleinschätzungen und Ungerechtigkeiten entstehen.

Die BWB hat 37 Fernwärmeunternehmen dazu befragt. 35 haben die Frage beantwortet, ob es für die Kundengruppe, die unter die Definition der sozialen Härtefälle fallen würde, einen eigenen Tarif gibt. Keines der befragten Unternehmen gab an, einen Sozialtarif zu haben, welcher ausschließlich für soziale Härtefälle vorgesehen ist. Fast alle Fernwärmeunternehmen⁹⁵ sahen es auch nicht als sinnvoll an, gesetzlich regulierte Sozialtarife oder eine Grundversorgung mit regulierten Fernwärmepreisen einzuführen.

Etwas weniger als die Hälfte der befragten Fernwärmeunternehmen hat Mechanismen wie Rabatte, Fonds, Gutscheine, Hilfspakete usw. (auch in Kooperation mit Partnern), die dazu dienen, soziale Härtefälle beim Bezug ihrer Fernwärme zu unterstützen. Positive Maßnahmen, um die finanzielle Belastung zu reduzieren, sind auch Wärmedämm-Maßnahmen, um den Leistungsbedarf zu reduzieren.

Während des Zeitraums stark steigender Brennstoffkosten in den Jahren 2021 bis 2023 gaben rund zwei Drittel der Fernwärmeunternehmen an, **Maßnahmen ergriffen zu haben, um die Belastungen ihrer Kunden durch die stark gestiegenen Fernwärmepreise zu mindern**. Die gesetzten Maßnahmen wurden der BWB entlang folgender Linien beschrieben:

- I. Preisliche Entlastungen:** Direkte Maßnahmen zur Reduktion oder Dämpfung der Energiekosten.
 - Teilweise Nichtweitergabe der Indexierung oder Gewährung von Rabatten
 - Tarifsenkung bzw. Umstiegsangebot auf alternative Preisformeln
 - Einsparung von Basiskosten durch eine kostenfreie Reduktion der Vertragsleistung
 - Wegfall des Grundpreises, damit Energieeinsparungen besonders wirksam sind
 - Soziale Tarifgestaltung in Abstimmung mit der Landesregierung und Experten
- II. Soziale Unterstützungsmaßnahmen:** Hilfen zur finanziellen Entlastung und Absicherung von sozialen Härtefällen.
 - Einmalige Zuschüsse (z. B. für damals GIS-befreite Personen)
 - Energiegutscheine, Härtefall-, Unterstützungs- oder Soforthilfefonds, Heizkostenzuschüsse

⁹⁵ Ein Unternehmen lehnte dies nicht ab. Aus der Antwort auf die offene Frage ging jedoch hervor, dass dieses die Aufgabe hierfür nicht beim Unternehmen sah.

- Verzicht auf Abschaltungen, Mahnspesen und Verzugszinsen
- Individuelle Zahlungsvereinbarungen, Raten- und Stundungsmodelle
- Soziale Hotlines und Kooperation mit Sozialstellen

III. Energieberatung und Effizienzförderung: Angebote zur Verbrauchsreduktion und Bewusstseinsbildung.

- Ausbau der Energieberatung und Informationsangebote
- Energiesparbroschüren mit praxisnahen Tipps
- Verteilung von Energiesparpaketen

IV. Gesellschaftliches Engagement: Unterstützungsmaßnahmen über Kooperationen und Spenden.

- Unternehmensspenden an soziale Organisationen
- Kundenspendenaktionen zugunsten energiearmer Haushalte

Unternehmen, welche keine Maßnahmen gesetzt haben, gaben etwa an, dass sie aufgrund der gestiegenen Kosten selbst finanzielle Probleme hatten, die in Verbindung mit hohen Zinsaufwendungen verstärkt wurden. Andere gaben an, dass aufgrund der Wärmeproduktion, welche ein stabiles Preisniveau bereits gewährleistete, die Kundinnen und Kunden kaum durch höhere Kosten belastet wurden und daher auch keine Maßnahmen notwendig gewesen seien.

Der Großteil der befragten Fernwärmeunternehmen hat ein **Beratungsangebot, welches darauf abzielt, soziale Härtefälle zu unterstützen**. Das geschilderte Beratungsangebot ist breit gefächert, um Kundinnen und Kunden bei der effizienten Nutzung von Energie, der Senkung von Kosten und der Inanspruchnahme von Förderungen zu unterstützen. Die Leistungen umfassen unter anderem individuelle Energieberatungen vor Ort, telefonisch oder online, die Analyse von Verbrauchsdaten sowie die Identifikation von Einsparungspotenzialen, etwa bei Heizsystemen oder der Wärmenutzung. Zusätzlich werden Hilfestellungen bei der Förderabwicklung, Zuschüssen sowie bei Zahlungsvereinbarungen oder Stundungen angeboten. Spezialisierte Beratungsstellen und Ombudsstellen beraten besonders betroffene Haushalte zu Energiearmut und vermitteln bei Bedarf an soziale Einrichtungen. Ergänzend stehen Online-Energiesparratgeber, mehrsprachige Informationsmaterialien und Schulungen für Sozialberaterinnen und Sozialarbeiter zur Verfügung.

Grds. sehen die Fernwärmeunternehmen es aber nicht als ihre Aufgabe an, soziale Härtefälle zu unterstützen. In der Verantwortung wird hier der Staat und die (Sozial-)Politik gesehen, insb. wird auf die Länder im Rahmen der Sozialunterstützung verwiesen, aber auch auf Sozialhilfe- und Konsumentenschutz-einrichtungen. Die Fernwärmeunternehmen hätten hingegen die Aufgabe, sich um die Preisgestaltung zu bemühen. Sie seien unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen agierende Versorgungsbetriebe, deren Hauptaufgabe die zuverlässige, nachhaltige und möglichst kostengünstige Bereitstellung von Wärme ist. Ein Fernwärmeanbieter argumentierte:

„Die Belastung der Lieferanten mit Kosten für sozialpolitische Maßnahmen führt im Ergebnis zu einer Kostensteigerung und belastet den Wirtschaftsstandort Österreich. Gleichzeitig haben die

meisten Energielieferanten zahlreiche Kooperationen mit allen großen Sozialeinrichtungen und bieten finanzielle Unterstützungsleistungen an, wo sie gebraucht werden.“

Einen gesetzlich regulierten Sozialtarif oder eine Grundversorgung mit regulierten Preisen halten die Fernwärmeunternehmen für nicht sinnvoll, da die soziale Unterstützung von Kundinnen und Kunden nicht zu ihren Kernaufgaben zählt, sondern in die Zuständigkeit der öffentlichen Hand und sozialpolitischer Institutionen fällt. Argumentiert wird, dass Sozialtarife oder Preisdeckel zu Wettbewerbsverzerrungen, Bürokratieaufwand und höheren Kosten für andere Kundengruppen führen könnten. **Damit herrscht breiter Konsens bei den Fernwärmeunternehmen darüber, dass Energie- und Sozialpolitik getrennt behandelt werden sollten.** Dies zeigt sich auch bei den Plänen für die Zukunft. Fast alle befragten Fernwärmeunternehmen gaben an, dass sie keine neuen Unterstützungsmaßnahmen für soziale Härtefälle planen. Demgegenüber plane aber auch keines der Unternehmen, bestehende Unterstützungsmaßnahmen einzustellen.

Aus Sicht der Wettbewerbsbehörde sind Maßnahmen positiv, die Kundinnen und Kunden ermöglichen, ihre Kosten selbst zu senken, was die Selbstwirksamkeit erhöht. Positiv hervorzuheben sind daher verbrauchsabhängige Tarife, da Einsparungen – etwa durch Energieberatungen unterstützt – direkt das Haushaltsbudget entlasten.

8. Fernwärmetarife, -verträge und -kosten

8.1. Anschlusskosten

Zur Belieferung mit Fernwärme muss das Objekt des Kunden an das Fernwärmenetz angeschlossen werden. Dies ist mit Kosten verbunden. Entsprechend sind fast alle Fernwärmekunden bei ihrem Anbieter mit Anschlusskosten konfrontiert. Vielfach decken diese allerdings nicht zur Gänze die dem Fernwärmeanbieter entstehenden Kosten.

Häufig richten sich die Anschlusskosten nach der Größe bzw. Leistungsfähigkeit des Anschlusses. Das bedeutet, ein Anschluss, der ein größeres Objekt (z. B. Mehrparteienhaus) versorgt und damit in einer bestimmten Zeit viel Wärme durchleiten kann, mit höheren Kosten verbunden ist als beim Anschluss eines kleineren Objekts (z. B. Einfamilienhaus). In manchen Fällen werden von kleineren Anschlüssen bei den Anschlusskosten Pauschalpreise verlangt. Kleinere Anschlüsse sind weniger leistungsstark als größere Anschlüsse und können damit nur weniger Wärme als größere Anschlüsse in einer bestimmten Zeit durchleiten.

8.2. Preisstrategien und Tarifkomponenten

Da die meisten Unternehmen gewinnorientiert sind, überrascht es nicht, dass die Preise i. d. R. kostendeckend sind (siehe 9.2.1).

Ein **großer Teil der Kunden trifft auf einen dreigeteilten Tarif**, der aus **Grund-/ Leistungspreis, Arbeitspreis und Messpreis** besteht. Lediglich bei einem kleinen Teil sind nur Arbeits- und Messpreis zu zahlen. Der Grund- bzw. Leistungspreis ist ein genereller Preis, der für die Bereitstellung von Fernwärme zu zahlen ist – auch ganz ohne, dass Wärme vom Kunden abgerufen wird. Meist richtet sich der **Grund- bzw. Leistungspreis** nach dem **Anschlusswert** und wird in EUR/kW verrechnet. Das bedeutet, dass leistungsfähigere Anschlüsse, die in einer bestimmten Zeit eine größere Menge Wärme durchleiten können, mit höheren Kosten verbunden sind. Bei den meisten Kunden kann der bestehende **Anschlusswert reduziert** werden, sodass dann auch der **Grund- bzw. Leistungspreis reduziert** wird. Dies kann bspw. bei einer energetischen Sanierung sinnvoll sein, nach der der Energiebedarf des Wohnobjekts dauerhaft niedriger ist als davor. Beim Arbeitspreis zahlt der Kunde für die konkret abgerufene Wärme. Entsprechend wird er in EUR/kWh verrechnet. Das ist ein Konzept, das auch aus dem Strommarkt bekannt ist. Darüber hinaus kann der Grund- bzw. Leistungspreis auch nach der Größe der zu beheizenden Räume bemessen sein, also m²-bezogen. Das ist vor allen Dingen bei denjenigen Endkunden häufiger der Fall, deren Wohnung in einer größeren Hausgemeinschaft liegt und die nicht direkt mit dem Fernwärmeunternehmen einen Vertrag abgeschlossen haben. Der Messpreis soll jene Kosten abgelden, die für das Messen der abgegebenen

Wärme anfallen. Häufig sind diese Kosten pro Messgerät zu zahlen. In seltenen Fällen ist aber auch eine Abhängigkeit zum Anschlusswert zu beobachten.

Aktuell bestehen **keine allgemeingültigen gesetzlichen Definitionen der Tarifbestandteile** Grund-/Leistungspreis, Arbeitspreis und Messpreis. Dies hat zur Folge, dass es auch keine Vorgabe dahingehend gibt, welche tatsächlichen Kosten in welchem Bestandteil enthalten sein müssen bzw. dürfen. Dementsprechend finden sich in der Praxis auch Unterschiede.

Fast alle befragten Fernwärmeunternehmen gaben an, dass sie unterschiedliche Tarife in ihren Versorgungsgebieten anbieten. Diese können z. B. je nach Versorgungsgebiet und/oder auch abhängig von der Art und Größe des Abnehmers (z. B. Einfamilienhaus, Wohnung im Mehrfamilienhaus, Gewerbetarif, Industrietarif oder Sondertarif) sein. Die Unterscheidung nach Versorgungsgebiet machen bei weitem nicht alle Fernwärmeversorgungsunternehmen. Diejenigen, die diese Unterscheidung treffen, begründen sie damit, dass es unterschiedliche Versorgungsgebiete gibt und damit einhergehend unterschiedliche Investitionskosten, die den Fernwärmeunternehmen entstehen. Andererseits unterscheiden Fernwärmeunternehmen auch nach Kundengruppe (z. B. Verbraucher, Industriekunde), die in den unterschiedlichen Tarifen widerspiegelt werden. Teilweise werden für Sonderkunden (Industrie- und Gewerbekunden) Tarife auch individuell ausgehandelt, so dass es mit ihnen überhaupt kein vorab definiertes Preismodell oder angebotene Tarife gibt. Hinzu kommt, dass einige Unternehmen Tarife haben, die schon seit Jahrzehnten bestehen und Neukundinnen und Neukunden gar nicht mehr angeboten werden.

8.3. Indizes zur Preisänderung

Ein großer Teil der Fernwärmeverträge nutzt einen Index oder mehrere Indizes zur Preisänderung. Diese kommen sowohl bei Grund-, Arbeits- und Messpreis zum Einsatz. Es kommen unterschiedliche Indizes zur Anwendung, die einen orientieren sich an den eingesetzten Kosten, andere dienen eher der Wertsicherung. Häufig kommt der Gesamt-VPI als alleiniger Index oder als Indexbestandteil zum Tragen. Da dieser als Maßzahl für die Inflation verwendet werden kann, ist eine Indexierung mit dem VPI eine typische Wahl, um die Wertsicherung der Preise sicherzustellen – unabhängig von den tatsächlich angefallenen Kosten. Doch auch Bestandteile des VPI (bzw. des HVPI) werden in Verträgen als Index genutzt. So wird bspw. COICOP 04 genutzt, der als Unterbestandteil des VPI den Bereich Wohnen, Wasser und Energie repräsentiert. Auch dessen Unterkategorie, 045, die die Kosten für Energie insgesamt (Elektrizität, Gas und andere Brennstoffe) abdeckt, findet Verwendung. Ein Teil der Verträge dringt noch tiefer in die VPI-Bestandteile vor und verwendet COICOP 0451. Hierbei handelt es sich um den Index für elektrische Energie, also Strom. Auch die Kategorien 0452 (Gas), 0454 (Holz) und 0455 (Wärme) finden Verwendung.

Darüber hinaus stellen manche Verträge auch gleich gezielt auf einzelne Produktgruppen des VPI ab wie bspw. Holzpellets, Heizöl (extra leicht), Brennholz, elektrischer Strom (Arbeitspreis Tag), elektrischer Strom (Arbeitspreis Nacht) und elektrischer Strom (Grundgebühr Zähler).

Darüber hinaus finden Energieindizes abseits des VPI Verwendung. Dazu zählen u. a. der Energieholzindex und der Energiepreisindex. Daneben finden der ÖGPI, Österreichischer Gaspreisindex (Großhandel), und der ÖSPI, Österreichischer Strompreisindex (Großhandel) Verwendung.

Auch Teile des Baukostenindex finden sich in manchen Preisanpassungsklauseln. So finden sowohl der Baukostenindex für Straßenbau (Gesamt) als auch die Gesamtindizes für Wohnhaus- und Siedlungsbau, Baumeisterarbeiten und Hoch- und Tiefbau Verwendung. Auch die Indizes für Tiefbau (Gesamt), sonstiger Tiefbau und Baukosten Zentralheizung Gewerbe werden verwendet. Darüber hinaus werden der Baukostenindex Wohnhaus- und Siedlungsbau, Baumeisterarbeiten (Wien) sowie Wohnhaus- und Siedlungsbau, Gesamtbaukosten (Gesamt) eingesetzt.

Ergänzend werden der Erzeugerpreisindex Sachgüter Gesamtmarkt (Energieversorgung) und der Erzeugerpreisindex Produzierender Bereich Gesamtmarkt verwendet. Auch der Großhandelspreisindex findet Verwendung. Konkret wird auf den Großhandelspreisindex (Gesamt) als auch auf seine Unterkategorien Großhandelspreisindex (Sondergliederungen Nichtsaisonwaren) sowie Großhandelspreisindex (Sonstige Mineralölerzeugnisse) zurückgegriffen.

Des Weiteren kommen einige Indizes des deutschen Statistischen Bundesamtes zum Einsatz. Darunter fallen der Index Erdgas (Verteilung), Erdgas (Wiederverkäufer), elektrischer Strom bei Abgabe an gewerbliche Anlagen sowie der für Metallbehälter mit einem Fassungsvermögen über 300 l (Heizkörper und -kessel für Zentralheizungen).

Außerdem werden mehrere Lohnindizes verwendet. Darunter der Tariflohnindex selbst sowie der Tariflohnindex Industrie (Angestellte), der Tariflohnindex Industrie (Arbeiter) und der Tariflohnindex Industrie (Gesamt). Es kommen auch die Entwicklungen spezieller Kollektivverträge zum Einsatz.

Nicht zuletzt wird für die Fortschreibung der Kosten auf die Entwicklung von Energiepreisen oder diese betreffende Finanzprodukte zurückgegriffen. Darunter fällt die Entwicklung des Futures Front Month Index Gas der CEGH oder eines Kontrakts der European Energy Exchange (EEX). Aber auch die direkte Entwicklung von verschiedenen Gaspreisen (bspw. Import) oder diversen Ölpreisen (bspw. Heizöl leicht und Ofenheizöl extraleicht).

In einigen Fällen kommt bezüglich der Preisänderung die tatsächliche Entwicklung der eigenen Kosten selbst zum Einsatz. Sei es die Entwicklung der Lohnkosten oder der Kosten der verwendeten Inputfaktoren zur Energieerzeugung.

Bezüglich der in Preisänderungen verwendeten Kennzahlen gibt es also eine große Bandbreite. Viele der verwendeten Indizes sind öffentlich verfügbar. Manche werden jedoch nicht veröffentlicht, was deren Nachvollziehbarkeit erschwert. Viele verwendete Indizes decken auch eine sehr große Breite ab. Insb. der

VPI oder relativ hohe Unterkategorien. Diese abdeckungsbreiten Indizes sind i. d. R. öffentlich gut verfügbar und für den Endkunden gut nachvollziehbar. Allerdings führt die große Breite im Umkehrschluss dazu, dass die konkret für die Fernwärmebereitstellung angefallenen Kosten davon deutlicher nach oben oder unten abweichen können. Auf der anderen Seite können sehr spezielle Fortschreibungskennziffern die tatsächlich entstandenen Kosten für die Fernwärmebereitstellung besser abbilden. Jedoch sind solche Kennziffern meist schwieriger auffindbar und nachvollziehbar. Teils sind sie nicht öffentlich verfügbar. Im Extremfall erfolgt die Preisänderung direkt über die Entwicklung der Kosten für die Fernwärmebereitstellung. Das mag zwar die Kostenentwicklung perfekt abbilden. Andererseits kann der Endkunde die tatsächliche Entwicklung der Kosten für das Unternehmen nicht selbst nachvollziehen.

Die große Bandbreite der verwendeten Indizes lässt sich dadurch erklären, dass alle bis zur Fernwärmebereitstellung relevanten Faktoren abgedeckt werden. Dazu zählen nicht nur Energiepreise zur Erzeugung der Wärme. Sondern auch die Entwicklung der Lohnkosten, die bspw. durch Tariflohnindizes abgebildet wird. Aber auch die Baukosten haben eine Relevanz, da der Anschluss für die Fernwärme hergestellt und das Netz selbst unterhalten werden muss.

Häufig verwenden die Fernwärmeunternehmen den VPI oder energiebezogene Unterkategorien zur Preisänderung. Doch auch öffentlich verfügbare Energiepreisindizes, wie der Energieholzindex, kommen oft zum Einsatz.

Die Zusammensetzung der Indizes zur Preisänderung sollte sich dabei an den tatsächlichen Kosten zu einem Stichjahr orientieren. Dabei ist bspw. der mengenmäßige Einsatz eines Inputfaktors zur Energiegewinnung nur indirekt relevant. Entscheidend ist der Anteil an den Kosten. Je länger das Orientierungsjahr zur Zusammenstellung der Indizes zur Preisänderung zurückliegt, desto wahrscheinlicher kommt es zu immer größeren Abweichungen bzgl. der tatsächlichen Kostenanteile der repräsentierten Faktoren. So kann bspw. die Fernwärme zunächst mit Gas erzeugt worden sein und in der Zwischenzeit wurde auf Biomasse gewechselt. Doch selbst wenn der mengenmäßige Einsatz aller Produktionsfaktoren identisch bleibt, kommt es zu immer größeren Abweichungen. Hintergrund ist, dass die Faktoren, deren Kosten in der Zwischenzeit stärker gestiegen sind, in der Preisänderung auch ein immer größeres Gewicht finden müssten.

Aus Sicht der BWB sollte die Preisänderung für Grund-, Arbeits- und Messpreis nach jeweils unterschiedlichen Formeln erfolgen. Hierbei sollten einige wenige Indizes zum Einsatz kommen, welche die tatsächlichen Kosten zu einem gewissen Stichjahr repräsentieren. Die verwendeten Indizes sollten von einer unabhängigen Institution berechnet und öffentlich gut verfügbar sein, um eine gute Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten. Gerade Unterkategorien des VPI (wie z. B. VPI-Gas) oder anderer gut auffindbarer Indizes sind hierfür gut geeignet. Es muss betont werden, dass die jeweilige Preisänderung immer nur eine Näherung der tatsächlichen Kostenentwicklung darstellen kann.

Dies deckt sich auch mit der aktuellen Rechtsprechungslinie, die zunehmend strengere Anforderungen an indexbasierte Preisanpassungsklauseln stellt. Grds. bestätigte der OGH dabei zuletzt die Zulässigkeit einer indexbasierten Klausel, die den Arbeitspreis an verschiedene Indizes (Energieholzindex, Gaspreisindex, VPI, VPI-Energie) koppelte und für mehrere Netze mit unterschiedlichem Brennstoffmix einheitlich anwandte.⁹⁶ Der OGH bestätigte, dass eine solche einheitliche Preisanpassung für mehrere Netze sachlich gerechtfertigt sein kann, wenn sie etablierten österreichischen Indizes folgt und transparent offengelegt wird. Gleichzeitig wurde jüngst vom OLG Wien entschieden, dass es den Transparenzanforderungen des § 6 Abs. 3 KSchG nicht genügt, wenn Kundinnen und Kunden lediglich über eine englischsprachige Website einen unklaren Pfad zu den zugrundeliegenden Indizes finden und die Berechnungsmethode zudem unklar bleibt.⁹⁷ Die Kopplung in dem Fall an den Baukostenindex und Metaller-Kollektivvertrag wurde dann auch als sachlich ungerechtfertigt qualifiziert, da diese Indizes keine echte Kostenreflexion darstellen. Ganz allgemein verlangt die Rechtsprechung darüber hinaus die Zweiseitigkeit von Preisanpassungsklauseln, das bedeutet, dass diese auch die Möglichkeit einer Preissenkung vorsehen müssen.

8.4. Vertragsdauer und -beendigung

Es sind mindestens 35 % der Kunden mit einer Bindungsdauer konfrontiert; mindestens 20 % der Kunden haben keine Bindungsdauer; beim Rest der Kundinnen und Kunden ist es der BWB nicht bekannt. Ebenso unterscheidet sich die Dauer der Bindung erheblich und liegt bei den untersuchten Tarifen zwischen einem und 25 Jahren. Der durchschnittliche Fernwärmekunde ist mit einer Bindungsdauer von etwas mehr als 9,5 Jahren konfrontiert.

Teilweise gaben Unternehmen an, dass es keine Bindung an einen bestimmten Tarif gibt, d. h. wenn im betroffenen Netz ein neuer Tarif für Bestandskunden aufgelegt wurde, so stand es den Kundinnen und Kunden jederzeit frei, auf diesen Tarif zu wechseln. Der neue Tarif wurde Kundinnen und Kunden auch aktiv mittels Schreibens des Fernwärmeunternehmens angeboten. Bei Nichtumstieg bleiben die Kundinnen und Kunden in ihrem bisherigen Tarif. Bei Umstieg auf den neuen Tarif beginnt die Vertragslaufzeit nicht neu zu laufen. Ebenso wurde angegeben, dass grds. keine Bindungsfrist seitens der Unternehmen bestehe, jedoch im Rahmen von Förderungen der Bundesländer eine solche entstehen kann, die den Förderbezug an eine bestimmte Mindestdauer für den Bezug von Fernwärme knüpft.

In Einzelfällen wurde bzgl. der Bindungsdauer im Bereich B2C schlichtweg auf das KSchG verwiesen. Dies ist bemerkenswert, kennt doch das KSchG keine gesetzlich determinierte Bindungsdauer, sondern schützt in § 6 Abs. 1 Z 1 Verbraucherinnen und Verbraucher vor überlangen oder nicht hinreichend bestimmten Vertragsdauern, die im Einzelfall zu beurteilen sind. Aus Sicht der BWB kann der schlichte Verweis auf das KSchG jedenfalls einer „hinreichenden Bestimmtheit“ der Vertragsdauer nicht genügen.

⁹⁶ OGH 9 Ob 5/26i.

⁹⁷ OLG Wien 2 R 133/25f.

Im Falle eines **vorzeitigen Ausstiegs** aus dem Vertrag ist **für weniger als 5 % der Kunden in jedem Fall** eine **Pönale** zu zahlen. Diese bemisst sich teils an der für die Restlaufzeit anfallenden Grundgebühr oder den Rückbaukosten. In über 40 % der untersuchten Tarife fällt keine Pönale bei einem vorzeitigen Ausstieg an; dieser ist bspw. bei Auszug aus der Wohnung möglich. Bei über 40 % ist ein vorzeitiger Ausstieg überhaupt nicht vorgesehen. Weiters entfällt die Pönale bei über 10 %⁹⁸ des Fernwärmesektors, wenn lediglich in einen anderen Tarif gewechselt wird.

Eine außerordentliche Kündigung des Vertrags bei Vorliegen eines wichtigen Grundes ist zulässig.

8.5. Preisänderungen

Preisänderungen erfolgen für über 10 % der Verbraucher jährlich und **für fast 40 % meist jährlich**. Nur in sehr wenigen Fällen sind die Anpassungen halbjährlich. Bei ca. der Hälfte erfolgen die Preisänderungen in (teils) unregelmäßigen Abständen.

Den **Preisänderungen kann nur schwer ausgewichen werden**. So haben wenige Kunden die Möglichkeit, nach AGB den Preisänderungen zu widersprechen. **Fast alle Verbraucher haben gar keine Möglichkeit, einer Preisänderung auszuweichen** bzw. besteht für sie nur die Möglichkeit der Vertragskündigung, wobei durch eine Preisänderung kein Sonderkündigungsrecht ausgelöst wird. Darüber hinaus besteht noch die Möglichkeit, den Vertrag zu wechseln. **Nur fast 15 % haben ein Sonderkündigungsrecht**, dieses ist teils an eine Pönale, schwerwiegende Verstöße der Fernwärmeunternehmen oder eine Naturkatastrophe geknüpft.

Im Zuge der starken Energiepreissteigerungen ab dem Jahr 2021 führten einige Fernwärmeanbieter eine Anpassung ihrer Preisstrategie durch. Fast 60 % der Kunden konnten von einem Arbeitspreisdeckel oder einem Rabatt profitieren. Bei fast 15 % war dies teils der Fall. Bei etwas mehr als 5 % wurde ein Härtefallfonds eingerichtet, um soziale Härtefälle abzufedern (siehe 7.5.2.). Für einige wenige Verbraucher bestand die Möglichkeit, in einen neu aufgelegten günstigeren Tarif zu wechseln, um die hohen Preissteigerungen abzufedern. Auf der anderen Seite sahen sich wenige Kunden mit einem Sideletter konfrontiert, der ihre preisliche Situation verschlechterte. Für fast 10 % der Kunden kam es zu einer Veränderung ihres Fernwärmepreises durch den Erlass eines neuen Preisbescheids.

8.6. Preisbescheide

Eine Delegation zum Erlass von Preisbescheiden besteht im für die Branchenuntersuchung relevanten Untersuchungszeitraum für die Bundesländer Oberösterreich, Steiermark und Wien für die jeweils dort

⁹⁸ Die Zahl bezieht sich nicht auf die Gesamtzahl der Verträge. Stattdessen wurden die einzelnen Fernwärmeunternehmen betrachtet und aufgrund ihrer eingespeisten Wärmemenge die Zahl der Kunden approximiert.

tätigen Energieversorgungsunternehmen bzw. ihre Rechtsnachfolger. Dies entspricht auch den Bundesländern, in denen ein aktiver Preisbescheid existiert (Oberösterreich, Steiermark und Wien). Umgekehrt gibt es keine Delegation ohne einen aktiven Preisbescheid. Die Preisbescheide sind, wie unter 5.2.5 ausgeführt, nicht öffentlich zugänglich.

Die einzelnen Bescheide gelten weder für sämtliche der in diesen Bundesländern tätigen Unternehmen noch für sämtliche Kundengruppen der im Einzelnen betroffenen Unternehmen. Zudem ist die Frequenz, binnen derer die Preisbescheide angepasst wurden, völlig unterschiedlich. Während in bestimmten Bundesländern – jeweils auf Antrag eines Unternehmens – die Preisbescheide im von der BWB untersuchten Zeitraum jährlich angepasst wurden, fanden in anderen Bundesländern nur unregelmäßige Anpassungen statt (z. B. anlässlich krisenbedingt gestiegener Energiepreise) bzw. haben die aktiven Preisbescheide seit mehreren Jahren Bestand.

Die aktiven Preisbescheide wurden i. d. R. auf Antrag der jeweils betroffenen Unternehmen erlassen (bzw. die zuvor bestehenden Preisbescheide entsprechend geändert). Der BWB sind nur Ausnahmefälle bekannt, in denen ein amtswegiger Erlass oder eine amtswegige Änderung eines Preisbescheides vorgenommen wurde. Hier wurde dann der Höchstpreis gegenüber dem bisher geltenden Preisbescheid auch gesenkt.

Aktuell besteht für die Öffentlichkeit keinerlei Einsicht oder Information in die Preisbescheide und kann daher nicht allgemein nachvollzogen werden, welche Unternehmen und hier welche Kundinnen und Kunden bzw. Kundengruppen oder Tarife im Einzelnen einem Preisbescheid unterliegen. Grds. sind Informationen zu aktiven Preisbescheiden auch welche, die im Rahmen der Angaben für die Plattform www.waermepreise.at abgefragt werden. Hierfür werden die Angaben allerdings nicht kontrolliert und es hat sich gezeigt, dass diese nicht zwangsläufig korrekt sein müssen. Davon abgesehen lässt sich anhand dieser Plattform nur erkennen, ob ein Unternehmen überhaupt einem Preisbescheid unterliegt, nicht jedoch, was dieser festlegt.

Die BWB hat im Rahmen ihrer Auskunftsverlangen die Preisbescheide angefordert und erhalten. Die BWB hat damit eine Übersicht über die im Untersuchungszeitraum aktiven Preisbescheide sowie deren Inhalt und ließ sich auch einzelne Beilagen (z. B. Studien und Gutachten) zu den Preisbescheiden vorlegen. Anhand dessen konnte die BWB feststellen, dass in den Preisbescheiden selbst mitunter keinerlei Berechnung oder Bemessung enthalten ist, sondern entweder (i) antragsgemäß (ohne weitere Begründung zur konkreten Höhe der Anpassung) entschieden wurde oder (ii) als Grundlage der Bemessung eine Studie bzw. ein Gutachten dient, die wiederum selbst weder in den Bescheid Eingang finden noch öffentlich zugänglich sind. Die Studien bzw. Gutachten wurden jeweils von Energieexpertinnen und -experten gefertigt. Hier wird sich zum einen sehr stark an den Gestehungskosten orientiert, wodurch die Marge der Monopolisten eingeschränkt wird. Teilweise wird dabei auch der Optimaleinsatz der zur Verfügung stehenden Technologien berechnet. Zum anderen wird sich aber auch an rational geführten Durchschnittsbetrieben der Fernwärmebranche orientiert.

Dazu trägt auch bei, dass – wie erwähnt – das PreisG selbst keine Vorgaben zu Methodik der Kostenberechnung und Preisfestsetzung enthält.

Festzuhalten ist daher, dass einige Preisbescheide nicht mehr als den tatsächlichen (Mindest- oder Höchst-)Preis ausweisen, aber keine Begründung für die tatsächliche Bemessung enthalten. Andere Preisbescheide wiederum setzen sich im Detail mit den Eingaben der Fernwärmeunternehmen sowie der involvierten Sozialpartner auseinander und liefern damit eine nachvollziehbarere Entscheidungsfindung.

Die BWB stellte fest, dass in bestimmten Bereichen per Preisbescheid ein Höchstpreis festgelegt wurde. Dies hatte teilweise zur Konsequenz, dass Fernwärmeunternehmen nach Beruhigung der Energiepreise nach 2022 zwar keinen Antrag auf Anpassung des Preisbescheids stellten, allerdings den Kundinnen und Kunden Rabatte gewährten, welche die Energiepreissenkung abbildeten. Eine amtswegige Anpassung des entsprechenden Preisbescheids erfolgte nicht. Mit solcherlei Vorgehen wird die regulierende Wirkung des Preisbescheids faktisch außer Kraft gesetzt.

In einigen Bescheiden wird lediglich ein Höchstpreis für bestimmte Preiskomponenten festgelegt.

Der VwGH hat für den Bereich der elektrischen Energie festgestellt, dass Bezieherinnen und Bezieher von Energie kein Antragsrecht hinsichtlich der behördlichen Preisfestsetzung nach den Bestimmungen des PreisG zukommt.⁹⁹ Im Bereich der Fernwärme besteht keine höchstgerichtliche Rechtsprechung zur selben Frage. Der Grundsatz ist aber auch auf die Bezieherinnen und Bezieher von Fernwärme zu übertragen. Dieser fehlende Rechtsschutz wurde auch bereits in der Literatur als eine der „größten Schwachstellen“¹⁰⁰ der bisherigen Preisfestsetzung im Rahmen des PreisG identifiziert: Weder Endverbraucherinnen und Endverbraucher noch Interessensvertretungen können Preisbescheide bekämpfen und demnach auch nicht durch unabhängige Stellen oder Gerichte überprüfen lassen.

Sozialpartner sind ebenfalls aktuell lediglich beratend eingebunden und haben keine Einsichtsrechte. Darüber hinaus erfordern die Regelungen zur Fernwärme schon ob ihrer Komplexität ein hohes Fachwissen.

Problematisch ist zudem, dass aktuell davon nur Direktverträge – also Verträge zwischen Energieunternehmen und Endverbraucherinnen und Endverbrauchern – erfasst werden. Sobald Dritte – wie etwa Contractoren – zwischengeschaltet werden, werden solche Konstellationen nicht mehr erfasst und der Kunde oder die Kundin wiederum nicht durch einen regulierten Preis geschützt.

⁹⁹ VwGH 29.05.1985, 85/11/0131; VwGH 20.12.1999, 94/17/0172 (implizit).

¹⁰⁰ Wagner, Die Regulierung der Fernwärme unter besonderer Berücksichtigung der Wärmeplanung und behördlicher Preisbestimmung, ÖZW 2024, 48.

Insgesamt muss das System der Preisfestsetzung durch Preisbescheide grundsätzlich als potenziell taugliches Mittel zur Regulierung angesehen werden. Allerdings gilt diese Einordnung nur unter der Voraussetzung, dass dieses Mittel nicht nur einseitig von den Energieunternehmen zur Erhöhung der Fernwärmepreise mittels Bescheids genutzt wird. Dies gilt insb. vor dem Hintergrund, dass die Marktgegenseite nicht antragslegitimiert ist. Als einzige Möglichkeit bleibt hier somit nur die amtswegige Festlegung, von der – soweit ersichtlich – bisher kaum Gebrauch gemacht wurde.

Eine echte Regulierung anhand des PreisG für sämtliche Fernwärmeunternehmen in Österreich, die sich in ihrer Größe gravierend unterscheiden, scheint jedoch schon allein aufgrund der hohen Anzahl der Unternehmen nicht umsetzbar und zielführend.

Darüber hinaus besteht bei der derzeitigen Rechtslage ein potenzieller Zielkonflikt: So ist der/die jeweilige Landeshauptfrau oder -mann für die Erlassung der Preisbescheide zuständig. Gleichzeitig sind die großen Fernwärmeunternehmen zumindest zum Teil im Eigentum des jeweiligen Bundeslandes. Ein Eingreifen in die Fernwärmepreise beschneidet damit auch die Erträge des eigenen Fernwärmeunternehmens. Durch mehr Transparenz bei Preisbescheiden kann dieser Problematik begegnet werden.

8.7. Verbraucherperspektive

Verbraucherinnen und Verbraucher stehen im Bereich der Fernwärme übermächtigen Fernwärmeunternehmen gegenüber. Verbraucherinnen und Verbraucher können gegen die **Monopolisten** nicht auf Augenhöhe Preise ausverhandeln, hinzu kommt, dass ein Anbieterwechsel ausgeschlossen ist und in den vielen Fällen sogar der Wechsel von der Fernwärme zu einer alternativen Energiequelle. *Fidler/Winner* konstatieren daher folgerichtig, dass im Bereich der Fernwärme die „*Privatautonomie des Verbrauchers [...] zu einer formalen Rechtsposition ohne inhaltliches Substrat*“¹⁰¹ degradiert wird. Auch in der Fernwärme muss ein Mindestmaß an Verbraucherschutz gewährleistet werden. **Undurchsichtige Zuständigkeiten und intransparente Abrechnungen** erschweren den effektiven Verbraucherinnen- und Verbraucherschutz, da für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher nicht immer klar ist, an wen sie sich wenden sollen und sie teils von einem Unternehmen in der Wertschöpfungskette an das andere verwiesen werden. Diese Einschränkungen aus Perspektive der Verbraucherinnen und Verbraucher gehen Hand in Hand mit wettbewerblichen Einschränkungen in dieser Branche.

Dies ist schon allein vor dem Hintergrund der **zunehmenden Bedeutung der Fernwärme** in der Energieversorgung Österreichs problematisch. Verbraucherinnen und Verbraucher traten auch an die BWB heran und berichteten von steigenden Preisen, schwer verständlichen Abrechnungen, komplizierten Preisänderungsklauseln und eingeschränkten Möglichkeiten, ihren Anbieter zu wechseln (vgl. im Detail unter 4.2). Wie bereits festgestellt, ist der Fernwärmemarkt in Österreich nicht in gleicher Weise reguliert wie der

¹⁰¹ *Fidler/Winner*, Studie zur Evaluierung der Verbraucherrechte im Wärmeversorgungsbereich (2025), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz, S 3.

Strom- oder Gasmarkt (vgl. unter 6. oben). Verbraucherinnen, die ohnehin in hohem Maße von ihrem jeweiligen Fernwärmeanbieter abhängig sind, werden damit auf allgemeine, **zivilrechtliche Bestimmungen** verwiesen, die den speziellen Rahmen der Fernwärme nur unzureichend abbilden können. Verbraucherinnen und Verbraucher sind damit von ihren jeweiligen vertraglichen Regelungen und u. U. hinzutretenden gesetzlichen Bestimmungen, die in ihrer Region gelten (wie z. B. einem **Anschlusszwang** an das Fernwärmenetz), abhängig. Ebenso wenig gibt es im Bereich der Fernwärme eine mit der E-Control im Bereich Strom und Gas vergleichbare Regulierungsstelle. Ergänzend besteht oftmals kein direkter Vertrag zwischen Fernwärmeversorgungsunternehmen und den Verbraucherinnen und Verbrauchern, sondern sind z. B. Contractoren, Hausverwaltungen oder Eigentümergemeinschaften zwischengeschaltet. Dies führt dazu, dass es für die Verbraucherinnen und Verbraucher oftmals nur schwer erkennbar ist, wer an ihrer Wärmeversorgung alles beteiligt ist, wer für welchen Teil der Leistung verantwortlich ist und wer daher auch Ansprechpartner in Problemfällen sein kann.

Hinzu tritt, dass der Preis für Fernwärme i. d. R. in die Komponenten Grund-, Arbeits- und Messpreis aufgeteilt wird und mangels gesetzlicher Regelung nicht klar ist, welche Bestandteile in welchen Posten einzurechnen sind. Ergänzend kommt eine Preisänderung anhand von Preisanpassungsklauseln hinzu, die auch den künftig zu zahlenden Preis für Verbraucherinnen und Verbraucher unvorhersehbar und intransparent machen. Verbraucherinnen und Verbraucher können damit oftmals nicht nachvollziehen, warum und in welcher Höhe sich ihr Fernwärmepreis verändert.

Im Bereich des Verbraucherschutzes kommt **Schlichtungsstellen** eine besondere Bedeutung zu. Diese können Streitigkeiten ohne Gerichtsverfahren lösen. In Österreich gibt es mehrere staatlich anerkannte Verbraucherschlichtungsstellen, welche grds. unparteiisch und unabhängig arbeiten und das Ziel verfolgen, eine einvernehmliche Lösung zwischen Verbraucherinnen und Unternehmen zu erzielen. Eine anerkannte Schlichtungsstelle für Streitigkeiten im Bereich Strom und Gas wurde bei der E-Control eingerichtet. Für den Fernwärmebereich fehlt abermals eine zentrale, vergleichbare Stelle.

Für Streitigkeiten aus Fernwärmelieferverträgen kann stattdessen die Schlichtung für Verbrauchergeschäfte als allgemeine bzw. auffangende Verbraucherschlichtungsstelle zuständig sein.¹⁰² Allerdings ist die Teilnahme an einem Verfahren nach dem Alternative-Streitbeilegung-Gesetz (ALS) freiwillig. Der Erfolg hängt also auch davon ab, ob das Fernwärmeunternehmen bereit ist, am Verfahren überhaupt teilzunehmen. Darin zeigt sich deutlich ein wesentliches Problem des derzeitigen Systems: Gerade dort, wo Verbraucherinnen und Verbraucher aufgrund fehlender Anbieterwahl besonders abhängig sind, gibt es keine mit Strom und Gas vergleichbare, spezialisierte Schlichtungsstruktur.

¹⁰² www.verbraucherschlichtung.at.

8.7.1. Transparenz

Transparenz ist ein vielschichtiges Thema, das im Bereich der Fernwärme auf mehreren Ebenen besondere Bedeutung erlangt. Sie stellt zugleich eine zentrale Voraussetzung für einen wirkungsvollen Verbraucherschutz dar. Kundinnen und Kunden müssen nachvollziehen können, wie sich ihre Rechnung zusammensetzt und welche Kosten tatsächlich auf ihren Verbrauch zurückzuführen sind. Darüber hinaus müssen sie erkennen können, wer für welchen Teil der bezogenen Leistung verantwortlich ist und somit im Problemfall als Ansprechstelle fungiert.

Der Ursprung für mangelnde Transparenz liegt – im Vergleich zu anderen Energieträgern, wie Strom und Gas – am mangelnden Rechtsrahmen für den Fernwärmesektor (vgl. dazu im Detail unter 6.). Dies zeigt sich z. B. im Preis, der i. d. R. in die Komponenten Grund-, Arbeits- und Messpreis aufgeteilt ist und mangels gesetzlicher Regelung nicht klar ist, welche Bestandteile in welchen Posten einzurechnen sind. Ergänzend kommen Preisanpassungsklauseln hinzu, die auch den künftig zu zahlenden Preis für Verbraucherinnen und Verbraucher unvorhersehbar machen. In der Praxis verweisen diese Klauseln häufig auf komplexe Indizes oder auch Preisbescheide (vgl. unter 8.5 und 8.6.), die für Verbraucherinnen und Verbraucher nicht einsehbar und damit nicht nachvollziehbar sind. Verbraucherinnen und Verbraucher können damit oftmals schlichtweg nicht nachvollziehen, warum und in welcher Höhe sich ihr Fernwärmepreis verändert. Ein Großteil der bei der BWB einlangenden Beschwerden ist darauf zurückzuführen, dass Endverbraucherinnen und Endverbraucher ihre Abrechnungen nicht nachvollziehen können. Die Problematik der Transparenz setzt sich bei der **Kostenaufteilung** fort. Das HeizKG (vgl. unter 5.2.4.) sieht vor, dass Heiz- und Warmwasserkosten in einem Gebäude mit mindestens vier Nutzungseinheiten auf die Abnehmer verteilt werden müssen. Dabei müssen die Kosten für Heizung und Warmwasser zu 55 bis 85 % nach dem Verbrauch und der Rest nach der beheizbaren Nutzfläche aufgeteilt werden. Diese Vorgaben sind zwar grds. transparent, die praktische Umsetzung ist jedoch für Verbraucherinnen und Verbraucher oft schwer nachvollziehbar, insb. wenn es um die Berechnungsmethoden und die Zuordnung der Kosten geht. Ein weiteres Transparenzproblem liegt in der Informationspflicht der Anbieter. Das HeizKG verpflichtet Wärmeabgeber zur Einsichtgewährung in die Kosten und zur Erstellung von Abrechnungsübersichten. Diese Verpflichtung ist jedoch auf die das Gebäude bzw. die wirtschaftliche Einheit betreffenden Kosten beschränkt. Für den einzelnen Verbraucher ist es daher oft schwierig, nachzuvollziehen, wie sich die Kosten auf den eigenen Verbrauch verteilen und ob die Berechnung korrekt erfolgt ist.

Die fehlende Vergleichbarkeit von Fernwärmepreisen verschärft das Transparenzproblem. Im Gegensatz zu Strom und Gas gibt es für Fernwärme **keine zentrale Tarifübersicht oder einen Tarifrechner**, der Verbrauchern einen schnellen und einfachen Preisvergleich ermöglicht.

Zudem trägt die Tatsache zur mangelnden Transparenz bei, dass Fernwärmeversorger i. d. R. **lokale Monopolanbieter** sind. Verbraucher haben keine Möglichkeit, den Anbieter zu wechseln, was den Anreiz für die Anbieter reduziert, transparente und verständliche Preisstrukturen zu schaffen.

Verschärft wird dieser Umstand durch die **Zwischenschaltung zusätzlicher Vertragspartner** – wie einer Gebäudeverwaltung, Contractoren udgl. – je mehr Akteure zwischengeschaltet werden, desto intransparenter werden die Vertragsverhältnisse. Dies kann so weit gehen, dass aus den Abrechnungen nicht einmal mehr klar hervorgeht, wer welche Leistung erbringt, welche Kosten für welche Leistung anfallen und wer letztlich der Energielieferant überhaupt ist. Gleichzeitig führt insb. die Zwischenschaltung Dritter zu undurchsichtigen Vertragsverhältnissen.

Hinzu tritt, dass die eigentliche Auswahl, z. B. Contractoren zwischenzuschalten, oftmals nicht einmal der Verbraucher oder die Verbraucherin selbst trifft, sondern diese initiale Auswahl gleichsam mit der Entscheidung für die Fernwärme durch den Bauträger oder Wohnungseigentumsorganisator getroffen wird.

Verschärft wird dieses Problem durch Indizes zur Preisänderung (siehe dazu unter 8.3.).

Ein weiteres Thema sind Leitungsverluste (siehe dazu unter 7.2.2.), die nicht nachvollziehbar sind bzw. gar nicht erst ausgewiesen werden sowie die Aufteilung der in einem Mehrfamilienhaus bezogenen Energie auf die einzelnen Wohneinheiten.

Eine gewisse Transparenz wurde durch die Einführung der **Plattform www.waermepreise.at** erzielt. Diese ist jedoch aus wettbewerblicher Sicht wiederum mit Vorsicht zu betrachten, erhöht sie doch zugleich die Transparenz für Fernwärmeunternehmen, die Rückschlüsse auf die Preisgestaltung anderer Fernwärmeversorger ziehen können, anstatt ihre eigenen Tarife ausschließlich kostenbasiert zu setzen. Aufgrund der Komplexität und Ungenauigkeit der Angaben dient sie nur begrenzt der Information für Verbraucherinnen und Verbraucher, da aufgrund der unterschiedlichen Struktur der Tarife¹⁰³ und der uneinheitlichen Infrastruktur/Topographie¹⁰⁴ ohnehin kaum sinnvolle Vergleiche möglich sind. Eine umfassende Aufzählung an Gründen, die eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Netze erschwert bzw. verunmöglicht und unter denen die Datenbank leidet, findet sich in Kapitel 9.7. Zuletzt ist auch die Bedeutung

¹⁰³ Prägnante Beispiele: In ländlichen Netzen werden die Anschlusskosten oft individuell zwischen FWU und Endverbraucherinnen bzw. Endverbrauchern ausgehandelt, was zu unterschiedlichen Grundpreisen im Netz führt. Da der verbleibende Rest der Anschlusskosten meist im Grundpreis versteckt und i. d. R. unbekannt ist, ist ein sinnvoller Vergleich der Grundpreise ohne Berücksichtigung der Anschlusskosten nicht möglich. Ebenso kann ein Arbeitspreis eines Tarifs mit Summenverzählung (d. h. Grundstücksgrenze oder Keller) nicht mit einem Arbeitspreis eines einzelverzählten Tarifs (d. h. Wohnungszähler) verglichen werden. Letztere beinhalten und verrechnen die Leitungsverluste im Haus, welche 15 - 30 % oder mehr ausmachen können.

¹⁰⁴ Prägnante Beispiele: Unterschiede bei der Art der Wärmeerzeugung (z. B. Biomasse, Öl/Gas, Abwärme, Kraftwärmekopplung zur Stromerzeugung), beim Alter der jeweiligen Anlagen sowie den Beschaffungskosten des Wärmeträgers (z. B. Fremdbezug am Markt, konzerninterner Bezug zum Selbstkostenpreis oder fixer Genossenschaftspreis über dem Marktniveau) haben massiven Einfluss auf den Arbeitspreis. Ebenso relevant sind die Leitungsverluste beim Transport zur Abnahmestelle: Alter, Dämmung, Netzgröße oder die Dichte des Netzes weisen im gesamten Fernwärmesektor eine große Bandbreite auf und sind i. d. R. Faktoren, auf die das FWU nur einen begrenzten Einfluss hat.

der Plattform im Vergleich zum Strom- und Gassektor geringer zu werten, da i. d. R. bei Fernwärme kein Anbieterwechsel innerhalb der Branche möglich ist.

Insgesamt zeigt die Untersuchung der BWB eine **Uneinheitlichkeit** bei der Gestaltung der **Abrechnungen**. Wesentlich ist hier, dass die Verbraucherinnen und Verbraucher einen übersichtlichen Überblick über die wesentlichen Eckdaten ihrer Rechnungen erhalten. Dies kann durch eine Vielzahl an Angaben erschwert werden. Zu denken wäre hier bspw. an eine übersichtliche Seite, die alle wesentlichen Informationen enthält und ergänzende Seiten, die die Informationen im Detail aufgeschlüsselt enthalten.

8.7.2. Wechselbarrieren

Fernwärmekundinnen und -kunden sind mit diversen Wechselbarrieren konfrontiert. Beginnend damit, dass in den bestehenden Fernwärmenetzen nur jeweils ein Anbieter zur Auswahl steht (vgl. unter 6.2. Marktbeherrschung). Anders als bei anderen Energieformen wie Öl oder Gas kann die Kundin oder der Kunde also nicht die Energieform beibehalten, aber den Anbieter wechseln, sondern muss für einen Anbieterwechsel gleich die Energieform mitwechseln.

Darüber hinaus sind Fernwärmekundinnen und -kunden mit hohen Anschlusskosten konfrontiert, die meist zu einem gewissen Grad von den Kundinnen und Kunden selbst getragen werden müssen (vgl. unter 8.1. Anschlusskosten). Sind diese einmal geleistet, möchte die Kundin oder der Kunde häufig nicht aussteigen, damit die Kosten nicht umsonst angefallen sind. Des Weiteren kann es bei manchen Fernwärmeanbietern auch dazu kommen, dass beim Aussteigen aus dem Fernwärmevertrag Kosten für den Abbau des Anschlusses oder auch Teilbeträge für die vormalige Errichtung des Anschlusses fällig werden (vgl. unter 8.4.).

Doch auch lange Vertragslaufzeiten erweisen sich für Fernwärmekundinnen und -kunden als eine Wechselbarriere. So ist die durchschnittliche Fernwärmekundin bzw. der durchschnittliche Fernwärmekunde mit einer Bindungsdauer von etwa 9,5 Jahren konfrontiert (vgl. unter 8.4.). In manchen Gebieten muss auch bei der Neueinrichtung eines Wohnhauses ein Anschluss zu einem bestehenden Fernwärmenetz hergestellt werden (Anschlusszwang).

Hervorzuheben ist zudem, dass Endkundinnen und Endkunden i. d. R. keine Möglichkeit haben, den Anbieter zu wechseln, wenn sie Mieterinnen und Mieter sind. Die Entscheidung über die Heizform wurde dann im Vorhinein vom Vermieter bzw. dem Bauträger getroffen. Anders als bspw. bei Gas, bei dem ein Anbieterwechsel i. d. R. unter Beibehaltung der Heizform möglich ist, ist in einem Fernwärmenetz nur jeweils ein Anbieter tätig. Der Endkunde bzw. die Endkundin müsste also gleich die ganze Energieform wechseln, um den Anbieter zu wechseln. Ist die Endkundin bzw. der Endkunde Mieterin bzw. Mieter, ist

das nicht möglich, da insb. in größeren Wohnanlagen die Heizform vom Vermieter bzw. der Eigentümergemeinschaft festgelegt wird. Hier wird nicht eine einzelne Wohneinheit eine andere Heizform wählen können.¹⁰⁵

¹⁰⁵ Ausnahmen bestehen hier dahingehend, dass bspw. Strom als Heizform genutzt werden kann.

9. Marktergebnisse

9.1. Einleitung

Die oben erläuterten Eigenschaften der Marktstruktur und Merkmale des Marktverhaltens (wie Tarifgestaltung und Preisanpassungsklauseln) beeinflussen die Bandbreite möglicher Marktergebnisse. Dazu zählen neben den beobachtbaren Preisen und deren verschiedenen Komponenten (Grund-/Leistungspreis, Arbeitspreis und Messpreis) auch Kosten und Gewinne, um nur die wichtigsten Größen zu nennen. Im Folgenden werden die wesentlichen Kennzahlen der analysierten Versorgungsgebiete in hinreichend aggregierter Form (zur Wahrung von Anonymität der dahinterliegenden Unternehmen) dargestellt, analysiert und diskutiert.

Ziel der nachfolgenden Diskussion der Marktergebnisse ist die Identifikation „auffälliger“ Versorgungsgebiete. Als „auffällig“ werden von der BWB solche Versorgungsgebiete kategorisiert, in denen sich über die Krisenjahre 2022 und 2023 bis einschließlich 2024 beträchtliche Steigerungen ihrer Gewinnmargen ergeben haben, die nicht plausibilisiert werden können. Dabei werden nachvollziehbare Merkmale, Besonderheiten oder Bedingungen berücksichtigt, die die Entwicklung der Nettomargen ökonomisch plausibilisieren und damit Anhaltspunkte für einen möglichen Preismissbrauch relativieren können. Ein Preishöhenmissbrauch bzw. ein potenzieller Kartellrechtsverstoß kann dadurch jedoch nicht abschließend ausgeschlossen werden. Dies bedarf jedenfalls einer detaillierten Einzelfallprüfung im Rahmen eines kartellrechtlichen Verfahrens.

Als Ausschlusskriterien für Versorgungsgebiete mit gestiegenen Nettomargen über den Betrachtungszeitraum werden folgende Merkmale herangezogen:

- (a) **Kumulierte Verluste oder negative Gewinnmarge:** Im Versorgungsgebiet wurden über den gewählten Betrachtungszeitraum in Summe Verluste erzielt oder die Gewinnmarge war am Ende dieses Zeitraums negativ.
- (b) (i) **Verluste oder** (ii) **sinkende Gewinnmargen des Fernwärmegeschäftsbereichs:** Der gesamte Fernwärmegeschäftsbereich des FWU verzeichnet über den gewählten Betrachtungszeitraum Verluste oder sinkende Gewinnmargen, sofern die im jeweiligen Versorgungsgebiet erzielten Nettoerlöse oder Gewinnmargen kein „unüblich“ hohes Niveau erreichen, d. h. die jeweiligen Medianwerte der untersuchten Versorgungsgebiete nicht erheblich überschreiten.
- (c) **Keine hohen Nettoerlöse oder Nettomargen:** Die Nettoerlöse oder Nettomargen der verbleibenden Versorgungsgebiete liegen nahe oder unter dem jeweiligen Medianwert.

Das Ausschlusskriterium (c)(i) kann gestiegene Nettomargen in einzelnen Versorgungsgebieten als Beitrag zur Verlustreduktion und zur Erreichung der Gewinnschwelle (Break-Even-Point) plausibilisieren. Dies ist insbesondere deshalb relevant, weil der Break-Even-Point für ein langfristiges Überleben des Geschäftsbereichs ohne betriebsinternen finanziellen Ausgleich von anderen Geschäftsbereichen nicht dau-

erhaft unterschritten werden sollte. Hingegen plausibilisiert Ausschlusskriterium (c)(ii) gestiegene Gewinnmargen in einzelnen Versorgungsgebieten, wenn diese mit stark gesunkenen Gewinnmargen in anderen Versorgungsgebieten einhergehen und sich die Gewinnmarge des FWU insgesamt nicht verbessert oder sogar verschlechtert.¹⁰⁶ Die Ergebnisentwicklung unter den Versorgungsgebieten gleicht sich somit aus.

Die Ausschlusskriterien (b)(i) und (b)(ii) werden jedoch nur bei Nettoerlösen und Gewinnen herangezogen, die über „branchenüblichen“ Werten liegen. Bei Nettoerlösen oder Gewinnen, die die berechneten Medianwerte überschreiten, kommt ein Ausschluss auf dieser Grundlage nicht in Betracht. Versorgungsgebiete mit Nettoerlösen oder Nettogewinnen unter den jeweiligen Medianwerten wurden nach Ausschlusskriterium (c) schließlich ohnehin als „unauffällig“ gekennzeichnet. **Die Analyse ergab keine eindeutigen Hinweise auf systematische Gewinnsteigerungen oder missbräuchliche Preiserhöhungen.**

Zuletzt wird auf die Thematik einer Preisvergleichsanalyse von strukturell vergleichbaren Gruppen von Versorgungsgebieten eingegangen. Innerhalb von Vergleichsgruppen können Marktergebnisse gegenübergestellt und Unterschiede identifiziert werden, die bei hinreichender Ausprägung als auffällig eingestuft werden können. Es stellte sich jedoch heraus, dass die strukturellen Unterschiede zwischen den untersuchten Versorgungsgebieten zu groß sind, um plausible und zugleich leicht nachvollziehbare Vergleichsgruppen zu bilden. Eine belastbare Identifikation auffälliger Preisniveaus oder Preisentwicklungen lässt sich so kaum vornehmen. Die von der BWB durchgeführte Gewinn- und Margenanalyse erwies sich demgegenüber als zweckmäßiger, um auffällige Versorgungsgebiete aus der Vogelperspektive einer Branchenuntersuchung zu identifizieren.

9.2. Daten

9.2.1. Umsätze und Kosten

In mehreren Runden von Auskunftsverlangen wurden von mehr als 37 FWU umfassendes Datenmaterial für den Zeitraum von 2018/2019 bis 2024 abgefragt, darunter Erlös- und Kostendaten, jeweils zerlegt in mehrere Einzelpositionen. Im Detail wurde abgefragt:

Umsatzdaten	
Größe	Beschreibung
Nettoumsatz gesamt (ohne Förderungen)	Umsatz ohne USt. und nach Abzug von Preisnachlässen (z. B. Rabatte), der im jeweiligen Versorgungsgebiet mit den jeweiligen Tarifen erzielt wurde.

¹⁰⁶ Vgl. dazu etwa OGH 18.03.2026, 9 Ob 5/26i: Streitthema war ein einheitlicher Arbeitspreis mit einheitlicher Preisanpassungsklausel für neun Netze. Die Gerichte stellten fest, dass hiervon Kunden kleinerer Netze profitieren, während die Mehrkosten für Kunden größerer Netze verhältnismäßig gering bleiben. Im Rahmen der verbraucherrechtlichen Kontrolle der Klausel nach § 864a ABGB wurde daher kein Fehlverhalten festgestellt.

Jährlich entnommene Wärme	Von den Kunden im jeweiligen Versorgungsgebiet zum jeweiligen Tarif jährlich entnommene Wärmemenge in kWh.
Nettoumsatz Raumheizung	Nettoumsatz aus der Bereitstellung von Heizwärme im jeweiligen Versorgungsgebiet zum jeweiligen Tarif.
Grundpreis	Nettoumsatz aus dem Grund- bzw. Leistungspreis zum jeweiligen Tarif für die Bereitstellung von Heizwärme.
Arbeitspreis	Nettoumsatz aus dem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis zum jeweiligen Tarif für die entnommene Heizwärme.
Nettoumsatz Warmwasser	Nettoumsatz aus der Erwärmung von Warmwasser im jeweiligen Versorgungsgebiet zum jeweiligen Tarif.
Warmwasserverbrauch (falls vorhanden)	Von den Kunden entnommene Warmwassermenge in der jeweils erfassten Einheit (z. B. m ³) zum jeweiligen Tarif.
Nettoumsatz Rest	Sonstiger Nettoumsatz, der nicht auf Raumheizung oder Warmwasser entfällt (z. B. Messkosten).
Förderungen	Passivierte Förderungen, die als sonstige betriebliche Erträge verbucht wurden

Kostendaten	
Größe	Beschreibung
Gesamtkosten	Gesamtkosten für den im Versorgungsgebiet erzielten Umsatz
Eingespeiste Wärme	In das Netz des Versorgungsgebiets eingespeiste Wärme in kWh
Netzverluste	Netzverluste in kWh im jeweiligen Versorgungsgebiet
Energieeinsatzkosten nach Energieträgern	Brennstoff- oder Energieeinsatzkosten in EUR für die in das jeweilige Versorgungsgebiet eingespeiste Wärme mit Aufschlüsselung nach Energieträgern
Wärmeeinspeisung nach Energieträgern	Wärmeeinspeisung in kWh in das jeweilige Versorgungsgebiet nach unterschiedlichen Energieträgern
Sonstige Kosten der Wärmeerzeugung	Sonstige Kosten der Wärmeerzeugung neben Brennstoff- oder Energieeinsatzkosten (z. B. Betriebs- und Betreuungskosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Versicherungskosten, Netzentgelte für Strom oder Gas, Verbrauchsstromkosten, Logistikkosten, Entsorgungskosten), ohne Abschreibungen der Wärmeerzeugung
Abschreibung der Wärmeerzeugung	Abschreibungen der Anlagevermögen, die im Zusammenhang mit der erzeugten und in das Versorgungsgebiet eingespeisten Wärme angefallen sind
Abschreibung des Fernwärmenetzes	Abschreibungen des Fernwärmenetzes im jeweiligen Versorgungsgebiet
Sonstige Kosten des Versorgungsgebiets	Weitere Kosten, die dem Versorgungsgebiet verursachungsgerecht eindeutig zugerechnet werden können.
Gemeinkosten des Versorgungsgebiets	Kosten, die dem gesamten Versorgungsgebiet inkl. Wärmeerzeugung nicht eindeutig zugerechnet werden können, aber nach einem bestimmten Schlüssel zugerechnet werden. Dazu zählen nicht nur Kosten, die innerhalb des Geschäftsbereichs der Fernwärme

	bestimmten Versorgungsgebieten nicht eindeutig zugerechnet werden können, sondern gegebenenfalls auch Kosten, die über mehrere Geschäftsbereiche anfallen (z. B. Strom und Fernwärme) und so weder einem bestimmten Geschäftsbereich noch einem bestimmten Versorgungsgebiet im Geschäftsbereich der Fernwärme eindeutig zugerechnet werden können.
--	---

Im Gegensatz zu den Umsatzdaten liegen die Kostendaten nicht nach einzelnen Tarifen aufgeschlüsselt vor. Für die Interpretation der Ergebnisse ist zudem zu berücksichtigen, dass die Umsatz- und Kostendaten nicht durchgehend Kalenderjahre abbilden, da sich Geschäftsjahre und Kalenderjahre nicht in allen Fällen decken. Für die Auswertung wurden die Daten daher einem Kalenderjahr zugeordnet. So wurden beispielsweise die Umsatz- und Kostendaten eines FWU für das Geschäftsjahr 2023/2024 mit Bilanzstichtag 30.09. dem Jahr 2024 im Datensatz zugeordnet. Liegt der Bilanzstichtag hingegen in der ersten Jahreshälfte, wurden die für das betreffende Geschäftsjahr übermittelten Umsatz- und Kostendaten dem Vorjahr zugeordnet. Diese Zuordnung ist bei der Interpretation von Entwicklungen über die Jahre zu berücksichtigen, da bspw. bei einem Bilanzstichtag am 30.09. die beginnende Heizsaison erst in den Daten des Folgejahres abgebildet wird. Bei FWU mit Bilanzstichtag 31.12. sind Entwicklungen zu Beginn der Heizsaison hingegen bereits in den Daten des jeweiligen Jahres enthalten.

9.2.2. Berechnung der Kosten bei Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK)

Um verlässliche Vergleiche innerhalb einer Branche zu ermöglichen, ist eine detaillierte Erfassung der Kosten und einheitliche sowie konsistente Zurechnung derselben von außerordentlicher Bedeutung. Diese Bedingungen liegen in Versorgungsgebieten mit Einsatz von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) jedenfalls nicht vor, da die Zurechnung der Kosten auf das „Fernwärmeprodukt“ unternehmensintern weitgehend nach Belieben erfolgen kann. Bei Kuppelprodukten besteht nämlich das Problem der Zuordnung von Kosten zu verschiedenen Produkten, also Strom und Wärme bei Einsatz von KWK-Anlagen, da diese gleichzeitig aus einem Produktionsprozess hervorgehen. In einer Kuppelproduktion werden Produktionsfaktoren gemeinsam verbraucht, sodass auch die Kosten für die Kuppelprodukte gemeinsam anfallen. Die Kostenrechnung kennt einige Kalkulationsverfahren, um dieses Zurechnungsproblem zu adressieren. Auf zwei dieser Verfahren hat die BWB zurückgegriffen: (i) die Marktwertrechnung und (ii) die Verteilungsrechnung.

Nach der **Marktwertrechnung** werden die Herstellkosten den Kuppelprodukten proportional zu ihren Erlösen zugerechnet. Aus Sicht der BWB waren die Herstellkosten eine zu eng gefasste Kostenart, weswegen alle Kosten einer KWK-Anlage als Grundlage der Kostenzurechnung herangezogen wurden. Die Gesamtkosten beinhalten hierbei die Brennstoffkosten, sonstigen Kosten der Wärmeerzeugung sowie die Abschreibungen der Anlage.

Ein Beispiel soll diese Marktwertrechnung illustrieren: Angenommen, im Jahr 2024 wurde mit einer KWK-Anlage ein Nettoumsatz von EUR 1 Mio. erzielt. Auf den Verkauf von Wärme entfielen dabei 40 %, also EUR 400.000. Wenn die Gesamtkosten der KWK-Anlage EUR 900.000 betragen, so sind 40 % dieser EUR

900.000, also EUR 360.000, dem „Fernwärmeprodukt“ zuzurechnen. Da die Gesamtkosten aus Brennstoffkosten, sonstigen Kosten der Erzeugung und Anlagenabschreibungen bestehen, werden in den aufbereiteten Kostendaten jeweils 40 % dieser Kostenkomponenten dem „Fernwärmeprodukt“ zugerechnet.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass die Marktwertrechnung von den meisten Unternehmen mit KWK-Anlagen nach entsprechendem Ersuchen eigenständig durchgeführt wurde. Einige wenige Unternehmen zogen es jedoch vor, die Berechnung der BWB zu überlassen, sodass der BWB alle dafür notwendigen Daten übermittelt wurden (z. B. Gesamtkosten der KWK-Anlage mit Aufschlüsselung in einzelne Kostenpositionen, Nettoumsätze mit Strom etc.).

Die Marktwertrechnung bewirkt, dass alle Kuppelprodukte denselben prozentuellen Deckungsbeitrag aufweisen. Dieser Umstand ist jedoch auch der große Vorteil dieses Kalkulationsverfahrens: Ist die gesamte Kuppelproduktion profitabel, so erhält jedes Kuppelprodukt eine positive Gewinnmarge. Bei einer Aufteilung der Kosten nach einem fixen Schlüssel ist es hingegen denkbar, dass bei insgesamt profitabler Kuppelproduktion die Gewinnmarge eines Kuppelprodukts positiv und eines anderen negativ ist. Tatsächlich zeigte sich eine derartige Konstellation auch in an die BWB übermittelten Daten. Die Korrektur durch Marktwertrechnung führte in Teilen schließlich zu einer Umwandlung von negativen zu positiven Gewinnmargen.

Nach der **Verteilungsrechnung** werden die Herstellkosten den Kuppelprodukten proportional zu technischen oder physikalischen Größen, die beim Produktionsprozess eine Rolle spielen, zugerechnet. Die BWB ersuchte hier um Verteilung der nicht zurechenbaren Kosten einer KWK-Anlage nach den in das jeweilige Netz eingespeisten Mengen. Zur Illustration greifen wir das oben erläuterte Beispiel erneut auf. Angenommen, der Nettoumsatz von EUR 1 Mio. im Jahr 2024 mit der KWK-Anlage wurde mit einer Einspeisung von 8 Mio. kWh Wärme und 8 Mio. kWh Strom erzielt.¹⁰⁷ Somit sind 50 % der Gesamtkosten und einzelner Kostenkomponenten (Brennstoffkosten, sonstige Kosten und Abschreibungen) der KWK-Anlage in Höhe von EUR 900.000, umgerechnet also EUR 450.000, dem „Fernwärmeprodukt“ zuzurechnen. Der Nachteil dieses Kalkulationsverfahrens besteht darin, dass ökonomische Anreize damit nicht vollständig abgebildet werden können. So ist denkbar, dass für ein Kuppelprodukt nach Verteilungsrechnung eine negative Gewinnmarge berechnet wird, die Kuppelproduktion insgesamt aber profitabel ist. Würde man auf Grundlage der negativen Gewinnmarge jedoch schließen, dass ein Ende oder eine Reduktion der Produktion dieses nach Verteilungsrechnung „unprofitablen“ Kuppelprodukts die Profitabilität der Kuppelproduktion steigern könnte, so wäre das inkorrekt. Tatsächlich würde das Gegenteil passieren und die Profitabilität sogar sinken. Vor allem aus diesem Grund wurde von der BWB schließlich darauf verzichtet, im

¹⁰⁷ Aufgrund von Transport- bzw. Übertragungsverlusten sind die tatsächlich verkauften Mengen an Wärme und Strom geringer, bei Fernwärme teilweise sogar deutlich geringer.

vorliegenden Bericht Erfolgskennzahlen darzustellen, in denen Kosten abgezogen wurden, die nach Verteilungsrechnung bewertet wurden.

9.2.3. Kritik der Fernwärmeversorgungsunternehmen (FWU)

Der Großteil der befragten FWU äußerte nur wenig Kritik zu dem Versuch der BWB, die Zurechnung der Kosten bei Einsatz von KWK-Anlagen zu vereinheitlichen. Die Marktwertrechnung wurde i. d. R. als stabiler und verlässlicher als die Verteilungsrechnung beurteilt. Vorgebrachte Kritik gegenüber der Marktwertrechnung richtete sich vor allem gegen die Abhängigkeit der Wärmearaufbringungskosten von der Höhe der Strompreise, diese wird als unangemessen oder unsachgerecht beurteilt. Starke Schwankungen auf den Strommärkten hätten starke Schwankungen der Kosten für die Wärmearaufbringung und somit auch der Erfolgskennzahlen im Fernwärmegeschäftsbereich zur Folge. Dieser Einwand wird von der BWB zur Kenntnis genommen, doch erscheint eine unabhängige Kostenzuweisung ebenfalls als unsachgerecht. Die Produkte einer Kuppelproduktion sind notwendigerweise voneinander abhängig, da sie aus einem gemeinsamen Fertigungsprozess hervorgehen. Schließlich kann an dieser Stelle vorweggenommen werden, dass die von der BWB gezogenen Schlüsse nicht wesentlich davon abhängen, ob die bei KWK-Einsatz angefallenen Kosten von den Unternehmen selbst oder von der BWB mithilfe der Marktwertrechnung dem Fernwärmeprodukt zugeordnet werden.¹⁰⁸

9.3. Kategorisierung nach Netzgrößen

Im Rahmen der Branchenuntersuchung wurden 37 FWU abgefragt. Die Stichprobe deckt im Jahr 2024 genau 290 Versorgungsgebiete mit einer Netzlänge von mehr als 6.500 km und einer Wärmeeinspeisung von etwa 16,4 TWh ab. Tabelle 3 zeigt die Entwicklung der Anzahl, der Netzlänge sowie der Wärmemengen dieser Versorgungsgebiete über den Beobachtungszeitraum von 2019 bis 2024. In den tabellierten Daten finden sich eine Handvoll von Versorgungsgebieten, die eine Vielzahl von entweder Mikronetzen oder teilweise direkt beim Kunden angeschlossenen Wärmeversorgungsanlagen enthalten. Obwohl vielfach nicht netzgebunden, werden diese Mikronetze und fragmentierten Wärmeversorgungsanlagen in Form von aggregierten Versorgungsgebieten in die Analyse mitaufgenommen. In der Tabelle sind sie der Netzkategorie (0, 5] km zugeordnet.

Tabelle 3: Versorgungsgebiete nach Netzgrößen

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anzahl gesamt	257	261	269	278	281	290
(0, 5] km	107	106	106	111	112	117
(5, 10] km	53	54	61	60	60	62
(10, 20] km	51	54	55	59	60	59
(20, 50] km	30	31	31	31	29	32
> 50 km	16	16	16	17	20	20

¹⁰⁸ Siehe dazu die knappe Erläuterung unter 9.6.3. am Ende.

Netzlänge (km)	5.800	5.902	6.060	6.203	6.383	6.570
Eingespeiste Wärme (in TWh)	16,26	16,60	17,97	16,70	16,18	16,42
<i>Netzverlust</i>	<i>2,26</i>	<i>2,39</i>	<i>2,51</i>	<i>2,34</i>	<i>2,38</i>	<i>2,40</i>
<i>Entnommene Wärme</i>	<i>14,00</i>	<i>14,21</i>	<i>15,45</i>	<i>14,36</i>	<i>13,80</i>	<i>14,03</i>

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Aufgrund von Markteintritten (Netzinbetriebnahmen) und Netzvergrößerungen können Berechnungen von Lage- und Streuungsparametern (Mittelwert, Standardabweichung, Median, Quantile etc.) über die Jahre für verschiedene Netzkategorien zu irreführenden Interpretationen führen. Wird beispielsweise die Trassenlänge eines Netzes von vier auf sechs Kilometer vergrößert, wechselt das Netz von Netzkategorie (0, 5] km in Netzkategorie (5, 10] km. Selbst wenn sich in den Netzen dieser beiden Kategorien weder Tarife noch Preise, Nettoumsätze oder entnommene Wärmemengen verändern, führt die Umkategorisierung dazu, dass sich die für die beiden Netzkategorien berechneten Lage- und Streuungsparameter verändern. Ist das umkategorisierte Netz vergleichsweise teuer, sinkt der Durchschnittserlös der Netze in Netzkategorie (0, 5] km, während jener der Netze in Netzkategorie (5, 10] km steigt. Für Bestandskunden hat sich hingegen nichts verändert. Eine Interpretation, wonach Fernwärme in Netzen mit einer Trassenlänge zwischen 0 und 5 km im Durchschnitt günstiger und in Netzen mit einer Trassenlänge zwischen 5 und 10 km im Durchschnitt teurer geworden sei, wäre daher irreführend. Dasselbe Problem ergibt sich bei Markteintritten, wenn neu in Betrieb genommene Netze im Zeitverlauf in die Auswertung einbezogen werden.

Um solche Veränderungen der Zusammensetzung der Netzkategorien zu vermeiden, hat sich die BWB dafür entschieden, jedem Netz für den gesamten Betrachtungszeitraum eine konstante Netzkategorie zuzuordnen. Maßgeblich für die Zuordnung ist die jeweilige Trassenlänge im Jahr 2024. Darüber hinaus wurden für die nachfolgenden Analysen und Darstellungen ausschließlich Versorgungsgebiete berücksichtigt, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 in Betrieb waren. Das Ergebnis dieser Auslese findet sich in Tabelle 4. Hervorzuheben ist, dass die nicht berücksichtigten Versorgungsgebiete im Vergleich zu den in die Untersuchung einbezogenen Gebieten nur eine vernachlässigbare Bedeutung haben. Fast ausschließlich handelt es sich hier um Netze mit Trassenlängen von weniger als 5 km. Dies zeigt insbesondere ein Vergleich der Netzlängen und Wärmemengen (TWh) in Tabelle 3 und Tabelle 4. Der Anteil der ausgeschlossenen Versorgungsgebiete ist in allen Jahren vernachlässigbar gering und liegt sowohl bei der Netzlänge als auch der Wärmemenge unter 1 %.

Tabelle 4: Versorgungsgebiete nach Netzgrößen 2024 mit Nutzung von 2019 bis 2024

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anzahl gesamt	257	257	257	257	257	257
<i>(0, 5] km</i>	<i>107</i>	<i>102</i>	<i>95</i>	<i>92</i>	<i>91</i>	<i>88</i>
<i>(5, 10] km</i>	<i>53</i>	<i>54</i>	<i>60</i>	<i>58</i>	<i>57</i>	<i>59</i>
<i>(10, 20] km</i>	<i>51</i>	<i>54</i>	<i>55</i>	<i>59</i>	<i>60</i>	<i>58</i>
<i>(20, 50] km</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>31</i>	<i>31</i>	<i>29</i>	<i>32</i>
<i>> 50 km</i>	<i>16</i>	<i>16</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>20</i>	<i>20</i>

Netzlänge (km)	5.800	5.897	6.040	6.172	6.344	6.510
Eingespeiste Wärme (in TWh)	16,25	16,59	17,94	16,66	16,13	16,36
<i>Netzverlust</i>	<i>2,26</i>	<i>2,39</i>	<i>2,51</i>	<i>2,34</i>	<i>2,38</i>	<i>2,39</i>
<i>Entnommene Wärme</i>	<i>13,99</i>	<i>14,20</i>	<i>15,43</i>	<i>14,32</i>	<i>13,75</i>	<i>13,97</i>

Anmerkung: Die Kategorisierung der Versorgungsgebiete beruht auf den Netzlängen im Jahr 2024. Berücksichtigt werden überdies nur Versorgungsgebiete, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 genutzt wurden.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

In Tabelle 4 zu beachten ist die Verteilung der Netzkategorien im Jahr 2024. Diese wird für die Analyse und die grafische Darstellung über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant gehalten. Unterschiede in der Verteilung der Netzkategorien über die Jahre ergeben sich aus Netzvergrößerungen: Versorgungsgebiete werden im Jahr 2024 aufgrund von Trassenerweiterungen tendenziell einer höheren Netzkategorie zugeordnet als in den Vorjahren, in denen die entsprechenden Erweiterungen noch nicht durchgeführt worden waren.

In den nachfolgenden Analysen wird die Anzahl der Versorgungsgebiete in den Darstellungen regelmäßig geringer sein als in Tabelle 4 (Anzahl gesamt) ausgewiesen. Das liegt einerseits daran, dass einige Unternehmen bei Umsatz- oder Kostenangaben keine Aufschlüsselung nach einzelnen Versorgungsgebieten üblicherweise vornehmen oder vornehmen konnten. Folglich wurden in diesem Fall Umsatz- oder Kostendaten für mehrere Versorgungsgebiete in aggregierter Form übermittelt. Andererseits war es einigen wenigen Unternehmen auch nicht möglich, für bestimmte Jahre Daten auszuheben. Die betroffenen Versorgungsgebiete wurden in diesen Jahren dementsprechend aus der Stichprobe entfernt.

9.4. Nettoerlöse

9.4.1. Gewichtete Durchschnittserlöse

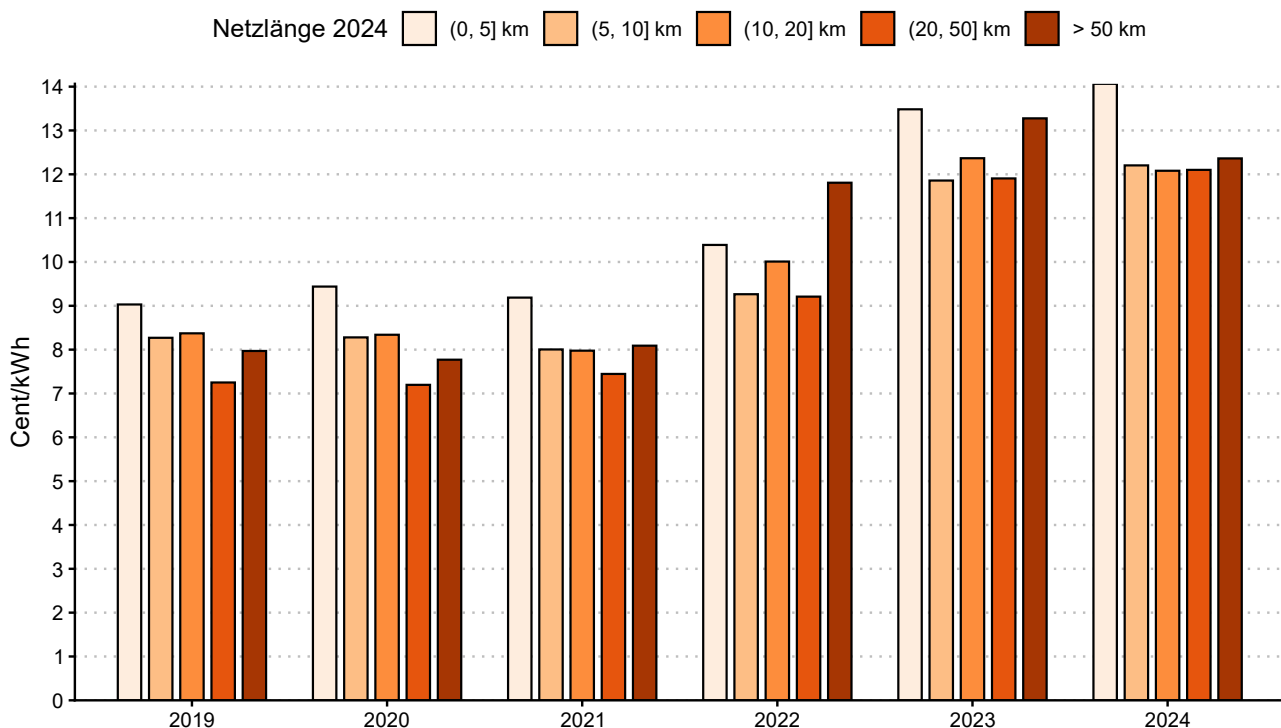
Vor der Detailanalyse wird ein allgemeiner Überblick über die stark aggregierten Ergebnisse der von der BWB erhobenen Stichprobe gegeben. Selbsterklärend gehen hierbei Details und Unterschiede zwischen Unternehmen, Versorgungsgebieten oder Tarifen verloren.

Für die gesamte Stichprobe lässt sich zum einen der gewichtete Durchschnittserlös berechnen, in dem Erlöse aus Arbeits-, Grund- und Messpreisen enthalten sind und der im Folgenden als Nettoumsatz in Cent/kWh ausgedrückt wird. Die Gewichtung bezieht sich hierbei auf die Nettoumsätze der einzelnen Versorgungsgebiete oder Tarife in der Stichprobe.¹⁰⁹ Versorgungsgebiete oder Tarife mit größeren Mengen an von Haushalten entnommener Wärme werden in der Durchschnittsberechnung also stärker gewichtet. Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der gewichteten Durchschnittserlöse von 2019 bis 2024 für

¹⁰⁹ Die Angaben in der Stichprobe beinhalten oftmals mehrere Tarife je Versorgungsgebiet. Es gibt jedoch auch einige Versorgungsgebiete mit nur einem Tarif über den Beobachtungszeitraum. Darüber hinaus wurden von einigen Unternehmen Aggregationen von mehreren Tarifen in ihren Versorgungsgebieten übermittelt, da die geforderte Datenaufbereitung zu aufwendig oder in ihrer Breite nicht möglich war.

jeweils fünf verschiedene Größenkategorien der Netzlänge. Zuerst fallen die starken Anstiege der durchschnittlich erzielten Erlöse in den Jahren 2022 und 2023 auf. Diese lassen sich unter anderem auf die steigenden Erdgaspreise im zweiten Halbjahr 2021 und eine Verschärfung derselben durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine ab 24. Februar 2022 zurückführen. Von 2021 bis 2023 stiegen die Durchschnittserlöse in allen Netzkategorien um vier bis fünf Cent/kWh, was einem prozentuellen Anstieg von etwa 50 bis 60 % entspricht. Der größte Anstieg (ca. 5 Cent/kWh) ereignete sich hierbei in den größten Versorgungsgebieten, wo Erdgas eine vergleichsweise große Bedeutung in der Wärmeerzeugung hat. Um einen Eindruck von der Größenordnung zu bekommen: vier bis fünf Cent/kWh verteuern die Heizkosten einer Wohnung mit einem Wärmeverbrauch von 7.500 kWh/Jahr um 360 bis 450 Euro/Jahr (inkl. MWSt.). Ein Einfamilienhaus mit einem Wärmeverbrauch von 22.500 kWh/Jahr muss hingegen 1.080 bis 1.350 Euro/Jahr mehr bezahlen (inkl. MWSt.).¹¹⁰ Im letzten Jahr 2024 lagen die Durchschnittserlöse in allen Netzkategorien etwa vier Cent/kWh über dem Niveau vor 2022.

Abbildung 20: Gewichteter Durchschnittserlös (Cent/kWh)



Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

¹¹⁰ Als MWSt.-Satz wurde jeweils 20 % angenommen. In den Nettoerlösen finden sich auch Umsätze aus der Bereitstellung von Warmwasser, für das ein ermäßigter Steuersatz von 10 % gilt. Der Anteil dieser Umsätze an den Gesamtumsätzen ist in der Regel jedoch gering.

Auffällig in Abbildung 20 sind die Unterschiede der Durchschnittserlöse zwischen den Größenkategorien. Am höchsten sind die Durchschnittserlöse in der Regel in den kleinsten Versorgungsgebieten mit einer Trassenlänge von bis zu 5 km. Eine Ausnahme bildet das Jahr 2022: In den größten Versorgungsgebieten stiegen die Durchschnittserlöse gegenüber dem Vorjahr mit knapp 4 Cent/kWh am stärksten an und lagen damit deutlich über den Erlösen der übrigen Größenkategorien. Am niedrigsten sind die Durchschnittserlöse hingegen in der Regel in Versorgungsgebieten mit einer Trassenlänge von 20 bis 50 km. Im Jahr 2024 ist im Durchschnitt kaum noch ein Unterschied zwischen den Netzkategorien (5, 10] km bis > 50 km erkennbar, während in den kleinsten Versorgungsgebieten ein im Durchschnitt 1,5 Cent/kWh höherer Nettoerlös erzielt wurde als in Versorgungsgebieten in allen größeren Netzkategorien.

Ein negativer Zusammenhang zwischen Durchschnittserlösen und Netzgröße (d. h. die Durchschnittserlöse sinken mit steigender Netzlänge) ist in den Jahren 2019 bis 2021 und 2024 ansatzweise erkennbar, wobei Versorgungsgebiete mit Trassenlängen von 20 bis 50 km die im Durchschnitt günstigsten sind. Diese decken knapp 10 % der insgesamt entnommenen Wärme in der Stichprobe ab, die größten Versorgungsgebiete etwa 80 %. Versorgungsgebiete mit Netzlängen von mehr als 5 km decken mehr als 98 % der entnommenen Wärme in der Stichprobe ab.¹¹¹

Die gewichteten Durchschnittserlöse lassen sich in Durchschnittserlöse aus Arbeits-, Grund- und Messpreisen zerlegen. An dieser Stelle soll jedoch betont werden, dass Daten zu Erlösen aus Arbeits-, Grund- und Messpreisen nicht durchgehend vorliegen, obwohl die befragten Unternehmen Angaben zu den Gesamterlösen machen konnten. Gründe dafür waren einerseits der hohe Aufwand der Datenauswertung, andererseits aber auch die fehlende Erfassung oder Gliederung. Die von der BWB abgefragten Restumsätze (als Restposition neben Erlösen aus Arbeits- und Grundpreisen) beinhalten zwar überwiegend Erlöse aus Messleistungen, jedoch zum Teil auch sonstige Erlöse (z. B. Mahnspesen, Gebrauchsabgaben, weiterverrechnete Reparaturen usw.). Dennoch wird der Restumsatz im Folgenden zwar verkürzt, aber als Approximation hinreichend korrekt als Erlös aus Messleistungen oder als Messpreis bezeichnet. Erlöse aus der Bereitstellung von Warmwasser zum Verbrauch konnten nur die wenigsten Unternehmen gesondert auswerten. Sofern eine gesonderte Auswertung vorliegt, wurden die Nettoumsätze für Warmwasser im Folgenden zum Arbeitspreis hinzugerechnet.¹¹²

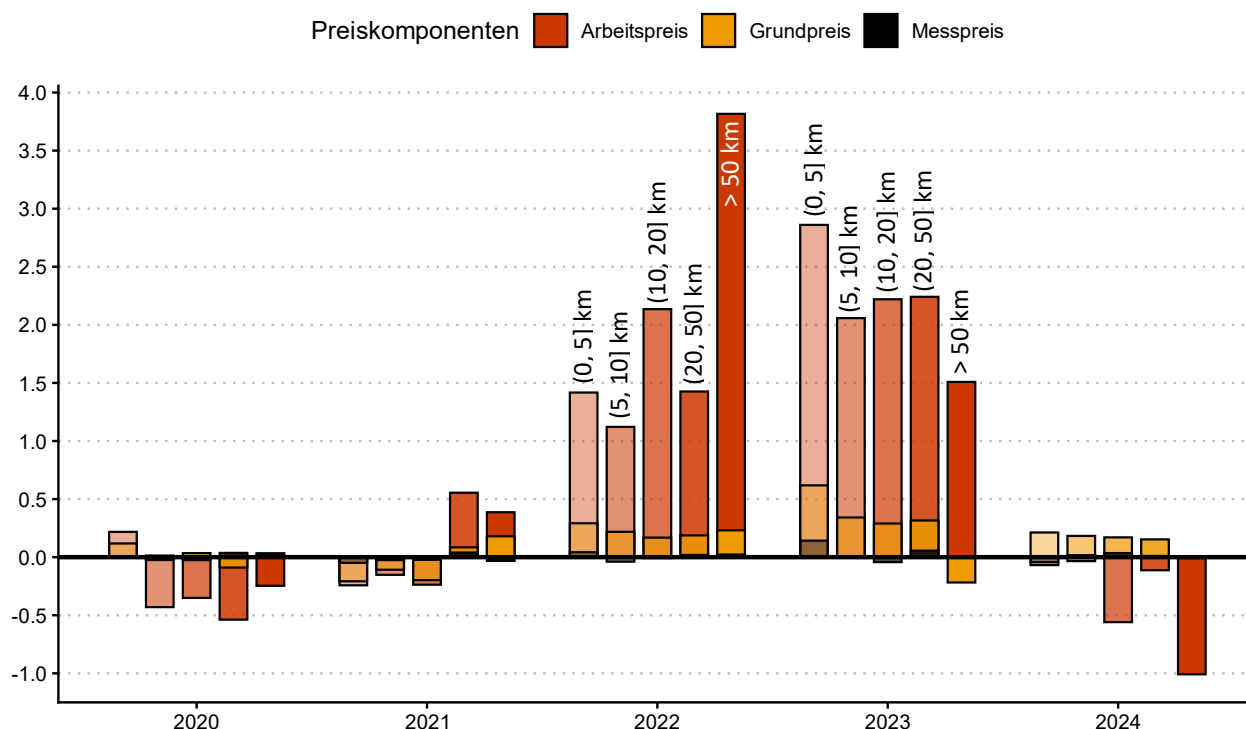
Abbildung 21 zeigt die Veränderung der Arbeits-, Grund- und Messpreise in Cent/kWh. Grafisch ergibt sich die Veränderung der Nettoerlöse in Cent/kWh durch Addition des positiven und negativen Bereichs

¹¹¹ Hier ist nochmals darauf hingewiesen, dass für diese Berechnungen ausschließlich Versorgungsgebiete berücksichtigt wurden, die in allen Jahren des Beobachtungszeitraums (2019 bis 2024) aktiv waren und somit Kunden mit Fernwärme versorgten. Unter Einbezug aller Versorgungsgebiete würde sich an der im Text genannten Verteilung (Abdeckung von 98 % durch Versorgungsgebiete mit einer Netzlänge von mehr als 5 km) jedoch nichts ändern.

¹¹² Dies auch deshalb, weil in den übermittelten Kostendaten keine Aufschlüsselung zwischen Raumwärme und Warmwasser vorhanden ist. Somit enthalten die Kosten auch die Bereitstellungskosten von Warmwasser.

der dargestellten Balken. So beträgt der Rückgang des durchschnittlichen Nettoerlöses in Versorgungsgebieten mit Netzlängen von 10 bis 20 km im Jahr 2024 etwas mehr als 0,3 Cent/kWh. Das ist zurückzuführen auf einen Rückgang des Arbeitspreises um etwa 0,5 Cent/kWh, während Grundpreis und Messpreis insgesamt um etwa 0,2 Cent/kWh angestiegen sind. In der Grafik fällt jedenfalls auf, dass der Anstieg der Durchschnittserlöse um 4 bis 5 Cent/kWh zwischen 2021 und 2023 (siehe Abbildung 20 oben) fast ausschließlich durch gestiegene Arbeitspreise erklärt werden kann. Während der Grundpreis um etwa 0,5 bis 1 Cent/kWh angehoben wurde – die Veränderung der Messpreise war i. d. R. vernachlässigbar –, stieg der Arbeitspreis um rund 3 bis 5 Cent/kWh. Diese Beobachtung ist vor dem Hintergrund steigender Brennstoffpreise auch zu erwarten, sofern Arbeitspreise aus sachlichen Gründen die Entwicklung variabler Kosten stärker widerspiegeln als Grund- und Messpreise.

Abbildung 21: Veränderung der Nettoerlöse nach Preiskomponenten (in Cent/kWh)



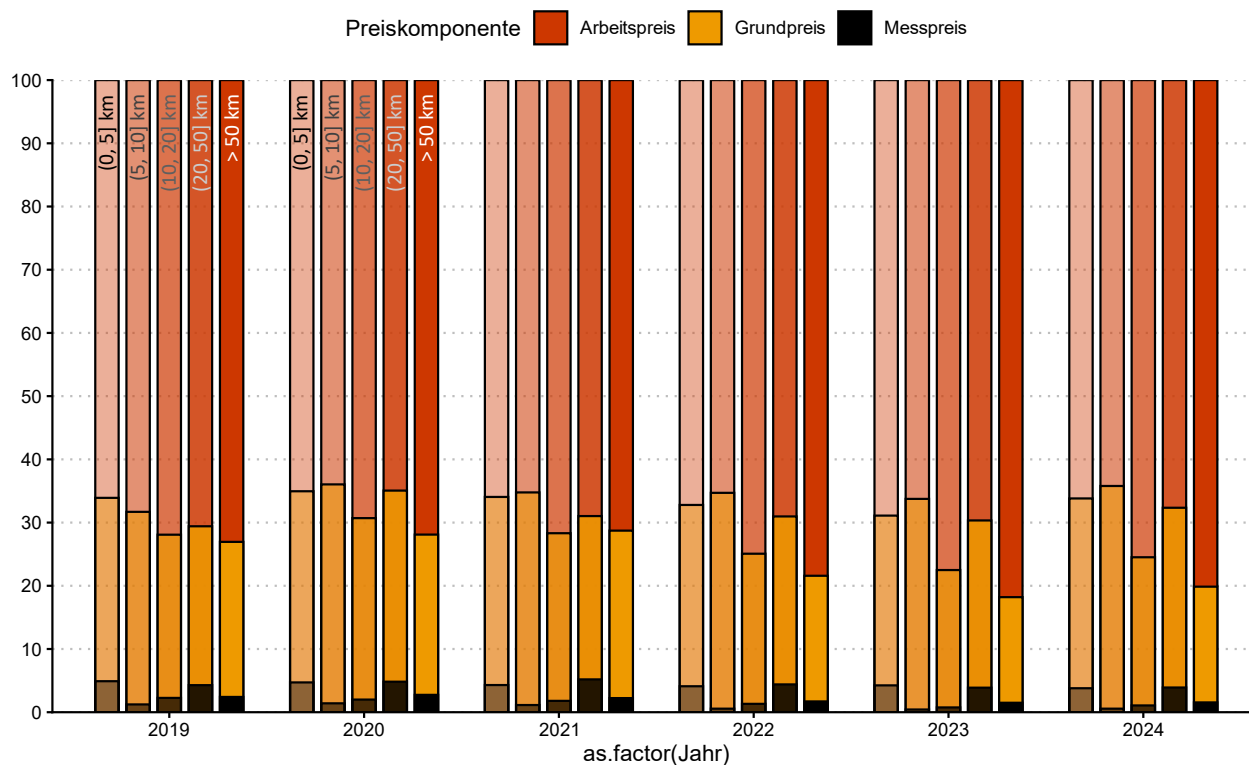
Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Um die Veränderung der Nettoerlöse grafisch nachvollziehen zu können, muss der negative Bereich eines Balkens von seinem positiven Bereich abgezogen werden.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Die Anteile von Arbeitspreis, Grundpreis und Messpreis am Nettoumsatz über den gesamten Betrachtungszeitraum sind in Abbildung 22 dargestellt. Von 2019 bis 2021 lag der Anteil der Arbeitspreise zwischen 65 und knapp 70 % und erhöhte sich in den Jahren 2022 und 2023 vor allem für die größten Versorgungsgebiete doch beträchtlich auf 80 %. Auch in Netzgebieten mit Trassenlängen von 10 bis 20 km stieg der Anteil in Richtung 80 %. Die Verschiebung zugunsten des Arbeitspreises war in diesen Versorgungsgebieten also beträchtlich. Die Arbeitspreise stiegen in den Jahren 2022 und 2023 also prozentuell im Durchschnitt stärker als die Grundpreise. In den anderen Versorgungsgebieten in Netzkategorien (0,

5] km, (5, 10] km und (20, 50] km ist diese Verschiebung zugunsten des Arbeitspreises in der Abbildung kaum erkennbar. Für die Messpreise lassen sich keine sinnvollen Aussagen treffen, da bereits geringe absolute Veränderungen wegen des geringen Ausgangsniveaus hohe prozentuelle Veränderungen mit sich bringen.

Abbildung 22: Gewichteter Durchschnittserlös nach Preiskomponenten (Cent/kWh)



Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Zwischenergebnis: Während die Durchschnittserlöse in der Fernwärmebranche in den Jahren 2019 bis 2021 stabil zwischen 7 und 9 Cent/kWh lagen, erhöhten sie sich in den Jahren 2022 und 2023 um insgesamt 4 bis 5 Cent/kWh. Zurückzuführen sind diese Zunahmen auf höhere Arbeitspreise, die in diesen beiden Jahren um 3 bis 5 Cent/kWh anstiegen, während sich Grundpreise um 0,5 bis 1 Cent/kWh erhöhten. Veränderungen der Messpreise spielten hingegen eine vernachlässigbare Rolle. Vor allem in den größten Versorgungsgebieten (Netzlänge > 50 km), aber auch mittelgroßen Versorgungsgebieten (Netzlänge zwischen 10 und 20 km) stieg der Arbeitspreis wesentlich stärker als der Grundpreis, weswegen sich auch der Anteil des Arbeitspreises am Nettoerlös, der in den Jahren 2019 bis 2021 bei etwa 70 % lag, in Richtung 80 % und teilweise darüber hinaus bewegte. In den anderen Versorgungsgebieten blieb der Anteil des Arbeitspreises am Nettoerlös in etwa zwischen 65 und 70 %. Zwischen 2023 und 2024 sanken die durchschnittlichen Nettoerlöse aufgrund gesunkener Arbeitspreise in Versorgungsgebieten mit Netzlängen von mehr als 50 km stark (also jene, die etwa 80 % der entnommenen Wärme abdecken). Auch in Gebieten mit Netzlängen zwischen 10 und 20 km kam es zu einem Rückgang. In den restlichen Versorgungsgebieten verhielten sich die Durchschnittserlöse vergleichsweise stabil.

9.4.2. Erlöse der Versorgungsgebiete

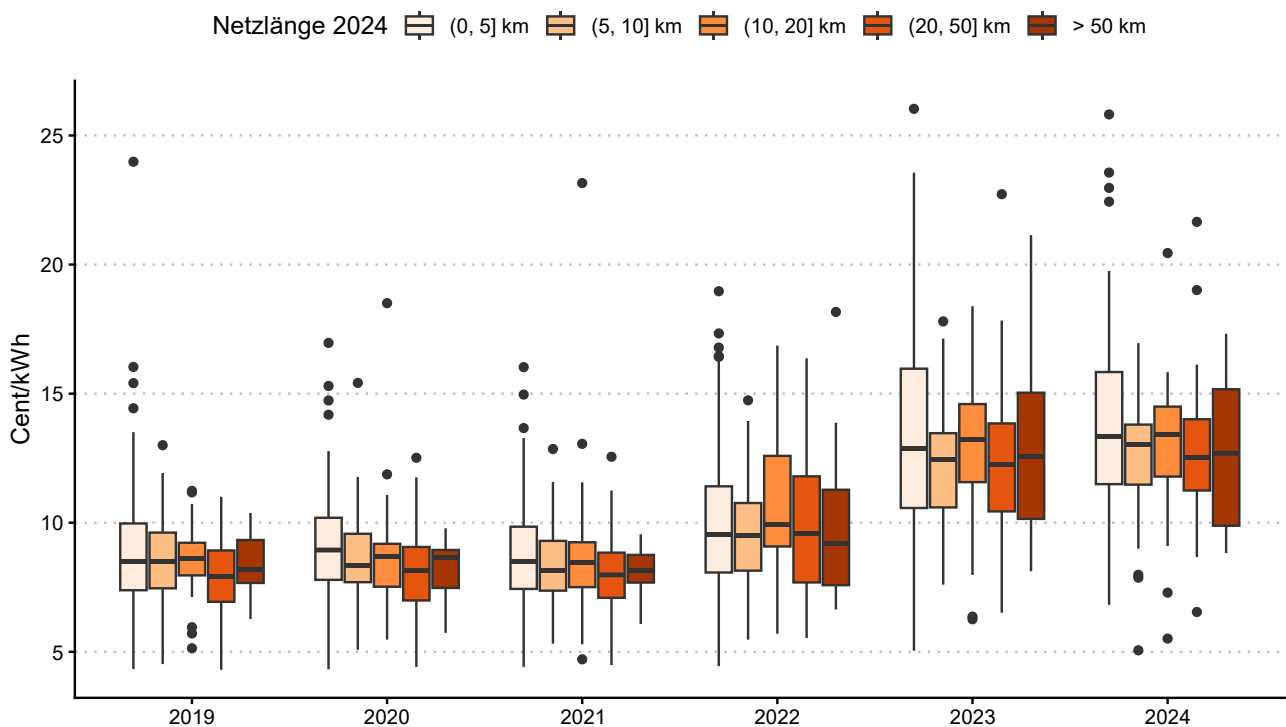
Bei einer aggregierten Betrachtung gehen notwendigerweise Informationen verloren. So lassen sich aus den gewichteten Durchschnittserlösen, wie sie oben dargestellt sind, keine Aussagen darüber treffen, inwiefern der Durchschnitt überhaupt annähernd repräsentativ ist und welche Unterschiede zwischen einzelnen Versorgungsgebieten bestehen. Aus kartellrechtlicher Sicht erfordert ein Preishöhenmissbrauch zwar nicht notwendigerweise einen beobachtbaren, d. h. nicht hypothetischen Bezugswert, doch liefert ein solcher in der Praxis zumeist wertvolle Unterstützung in der Beurteilung. Bspw. wird ein Unternehmen mit einem Produktpreis weiter über dem Median- oder Mittelwert der Preise in einem vergleichbaren Markt von einer Wettbewerbsbehörde als „auffälliger“ wahrgenommen als ein Unternehmen, welches sein Produkt zum genannten Median- oder Mittelwert verkauft. An dieser Stelle muss jedoch betont werden, dass eine Berechnung von Median- oder Mittelwerten wiederum selbst auf weitgehend missbräuchlichen Preisen beruhen könnte, wodurch auch der für die Beurteilung herangezogene Bezugswert verzerrt wird. Dieses Szenario kann gerade auch in der Fernwärmebranche nicht ohne detailliertere Analysen der Kostenstruktur und Gewinnsituation, die weiter unten zu finden sind, ausgeschlossen werden, da alle lokalen Fernwärmemärkte von Monopolisten kontrolliert werden. Diesen Umstand sollte man sich bei den präsentierten Analysen und Schlussfolgerungen wiederholt in Erinnerung rufen. Dennoch wird sich die BWB im Folgenden an Bezugswerten orientieren, weswegen disaggregierte Darstellungen notwendig sind.

Betrachtet man die Verteilung der Nettoerlöse/kWh in den verschiedenen Versorgungsgebieten, so sind breite Streuungen über die Jahre erkennbar, die auch innerhalb der definierten Netzkategorien bestehen bleiben. Abbildung 23 zeigt anhand Boxplots die Nettoerlöse/kWh nach Netzkategorie und Jahr. Jede Box stellt die mittleren 50 % der Daten dar, wobei der horizontale Strich in der Mitte den Median markiert.¹¹³ Das untere Ende der Box stellt das untere Quartil dar, während das obere Quartil durch das obere Boxende markiert wird.¹¹⁴ Die Linien, die an beiden Kanten einer Box wegführen, werden „Antennen“ oder „Whiskers“ genannt. Diese erstrecken sich in der Grafik auf maximal das 1,5-Fache des Interquartilsabstands (IQR). Der IQR entspricht dem Abstand zwischen beiden Kanten bzw. Enden der jeweils dargestellten Box, also der Differenz zwischen oberem und unterem Quartil. Die Antennen enden jedoch nicht genau nach dieser Länge, sondern bei jenem Wert in den Daten, der noch innerhalb dieser Grenze liegt. Wenn also bspw. ein Datenpunkt das 1,2-Fache des IQR über dem oberen Quartil liegt und nur noch ein größerer Datenpunkt existiert, der das 2-Fache des IQR über dem oberen Quartil zu finden ist, so erstreckt sich die obere Antenne bis zum 1,2-Fachen des IQR über dem oberen Quartil, während der Datenpunkt darüber in der Grafik als Punkt und somit „Ausreißer“ dargestellt wird. In der Abbildung sind doch einige Ausreißer nach oben erkennbar.

¹¹³ Der Median teilt eine nach Größe sortierte Datenreihe exakt in zwei Hälften ein. Somit sind 50 % der Daten nicht größer als der Median und wiederum 50 % der Daten sind nicht kleiner als der Median.

¹¹⁴ Das untere Quartil misst jenen Wert, der von 25 % der Daten nicht überschritten wird. Das obere Quartil hingegen wird von 75 % der Daten nicht überschritten oder von 25 % der Daten nicht unterschritten.

Abbildung 23: Verteilung der Erlöse (Cent/kWh) in Versorgungsgebieten



Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Die Boxplots in Abbildung 23 lassen folgende Muster erkennen:

- (1) **Der Median des Nettoerlöses/kWh verhält sich annähernd unabhängig von der Netzgröße.** Ein negativer Zusammenhang zwischen Medianerlös und Netzgröße lässt sich nur ansatzweise mit geringen Unterschieden erkennen. Die in Abbildung 20 durchgehend höheren Durchschnittserlöse in den kleinsten Versorgungsgebieten werden somit von wenigen Netzen mit vergleichsweise großen Wärmemengen getrieben.
- (2) **Die Streuung der Nettoerlöse/kWh ist teilweise beträchtlich und vergrößerte sich ab dem Jahr 2022.** Visuell kann die Streuung näherungsweise mit der Differenz zwischen dem unteren und oberen Quartil der Nettoerlöse/kWh, d. h. dem Interquartilsabstand (IQR), festgemacht werden.
 - a. So beträgt der IQR in Versorgungsgebieten mit Trassenlängen über 50 km zwischen 1,1 Cent/kWh im Jahr 2021 und 5,3 Cent/kWh im Jahr 2024. Ein Haushalt mit einem Verbrauch von 7.500 kWh/Jahr (z. B. Wohnung) zahlte im Jahr 2021 also um EUR 96/Jahr (inkl. MWSt.) und im Jahr 2024 um EUR 476/Jahr (inkl. MWSt.) mehr, wenn er jeweils im

75 %-Quartil-Versorgungsgebiet statt im 25 %-Quartil-Versorgungsgebiet versorgt wurde.¹¹⁵

- b. Für einen Haushalt mit Einfamilienhaus und einem Verbrauch von 22.500 kWh käme man bereits auf einen Unterschied zwischen EUR 289/Jahr im Jahr 2021 und EUR 1.427/Jahr (jeweils inkl. MWSt.) im Jahr 2024.¹¹⁶
- c. Bei diesen Berechnungen ist festzuhalten, dass 50 % der Versorgungsgebiete mit Trassenlängen von über 50 km außerhalb der Box liegen und so noch größere Unterschiede zwischen einzelnen Versorgungsgebieten existieren.

(3) **In den Jahren 2019 bis 2021 sank tendenziell die Streuung der Nettoerlöse/kWh mit der Netzgröße.** Ab dem Jahr 2022 ist diese Tendenz nicht mehr erkennbar, da vor allem die Streuung der Nettoerlöse/kWh in Versorgungsgebieten mit Trassenlängen von mehr als 50 km stark zugenommen hat.

Vor allem die durchgehend große Streuung der Nettoerlöse mit regelmäßigen Ausreißern erfordert eine Erklärung. Nicht nur werfen die Berechnungen in Punkt (2) bereits die Frage auf, inwiefern diese beträchtlichen Unterschiede in den Nettoerlösen/kWh durch unterschiedliche Kostenstrukturen in den Versorgungsgebieten erklärt werden können. Ebenfalls erklärungsbedürftig ist die gestiegene Streuung in den Jahren 2022 bis 2024, vor allem in den größten Versorgungsgebieten (> 50 km), die etwa 80 % der entnommenen Wärme abdecken und in den Jahren 2019 bis 2021 noch eine der geringsten Streuungen aufwiesen (siehe Punkt (3)). Inwiefern können diese Entwicklungen durch denkbar unterschiedliche Kostenstrukturen innerhalb der Netzkategorien erklärt werden? Eine Betrachtung der Kosten und der Profitabilität folgt unter 9.5 und 9.6.

In der nachfolgenden Abbildung 24 ist die Veränderung der Nettoerlöse gegenüber dem Vorjahr in Cent/kWh in den Versorgungsgebieten dargestellt. Zuerst fällt auf, dass **die Entwicklung der Medianwerte der Nettoerlöse sich etwas von der Entwicklung der gewichteten Durchschnittserlöse unterscheidet.** Von 2021 bis 2023 stieg der Median um etwa 3,5 bis 4,5 Cent/kWh, und das weitgehend unabhängig von der Netzgröße der Versorgungsgebiete. Hingegen stiegen in den kleinsten und größten Versorgungsgebieten im selben Zeitraum die Durchschnittserlöse um mehr als 4 Cent/kWh (siehe Abbildung 20).

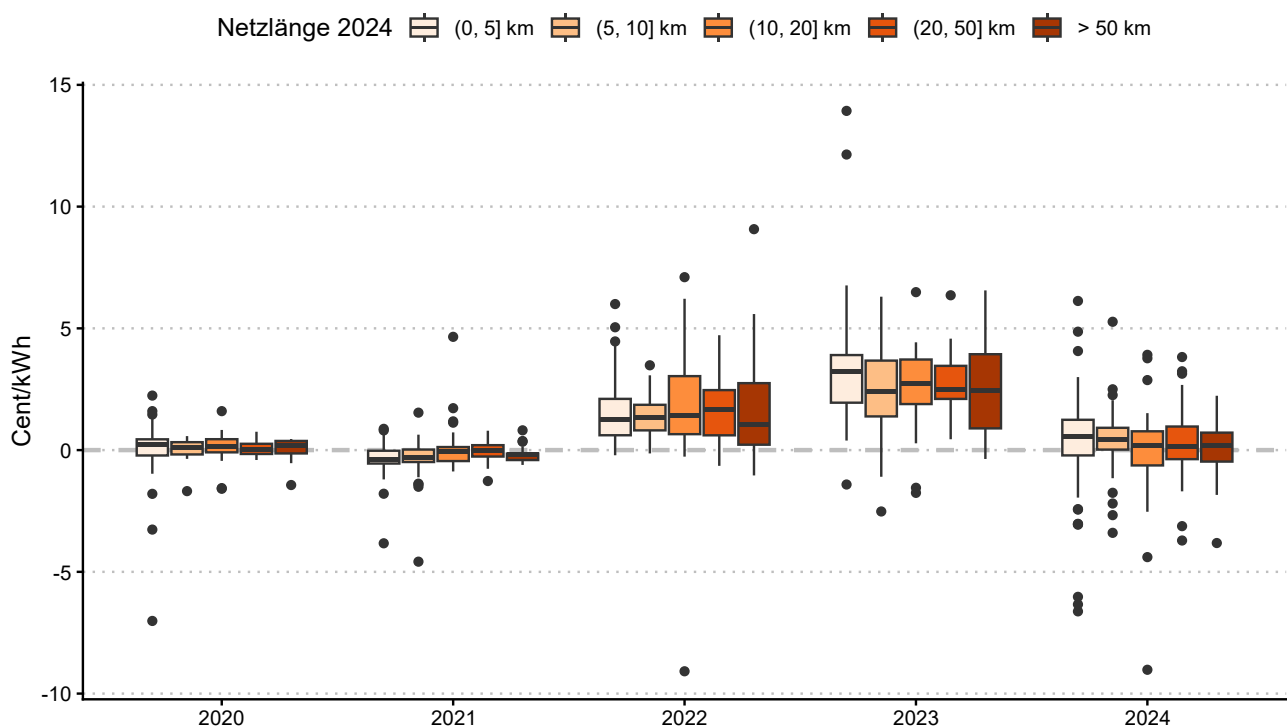
Während sich in den Jahren 2020 und 2021 die Nettoerlöse im überwiegenden Teil der Versorgungsgebiete kaum veränderten, was sich an den kleinen Boxen um Null ablesen lässt, zeigt die Veränderung in den Jahren 2022 und 2023 eine Streuung von 1 bis 3 Cent/kWh, was mit Punkt (2) oben bezüglich Abbildung 23 konsistent ist. Schließlich sind die teilweise starken Ausreißer in allen Jahren auffällig. Auch in

¹¹⁵ Als MWSt.-Satz wurde jeweils 20 % angenommen. In den Nettoerlösen finden sich auch Umsätze aus der Bereitstellung von Warmwasser, für das ein ermäßigter Steuersatz von 10 % beträgt. Der Anteil dieser Umsätze an den Gesamtumsätzen ist in der Regel jedoch gering.

¹¹⁶ Zur MWSt. siehe Fn. 115.

Jahren mit keinen oder vernachlässigbar geringen Veränderungen der Medianwerte können Versorgungsgebiete mit drastischen Einbrüchen oder drastischen Sprüngen der Nettoerlöse beobachtet werden. An dieser Stelle muss man sich die Frage stellen, inwiefern es sich bei diesen Ausreißern um kurzfristige, d. h. jährliche, oder systematische bzw. dauerhafte Abweichungen vom Großteil der Versorgungsgebiete in der Stichprobe handelt. Mit Abbildung 24 lässt sich diese Frage nicht beantworten, da die Nettoerlöse in einem bestimmten Versorgungsgebiet in einem Jahr stark angestiegen und im darauffolgenden Jahr eingebrochen sein könnten. Mit der nächsten Abbildung unten wird versucht, sich dieser Frage anzunähern.

Abbildung 24: Jährliche Veränderung der Nettoerlöse (Cent/kWh) in Versorgungsgebieten



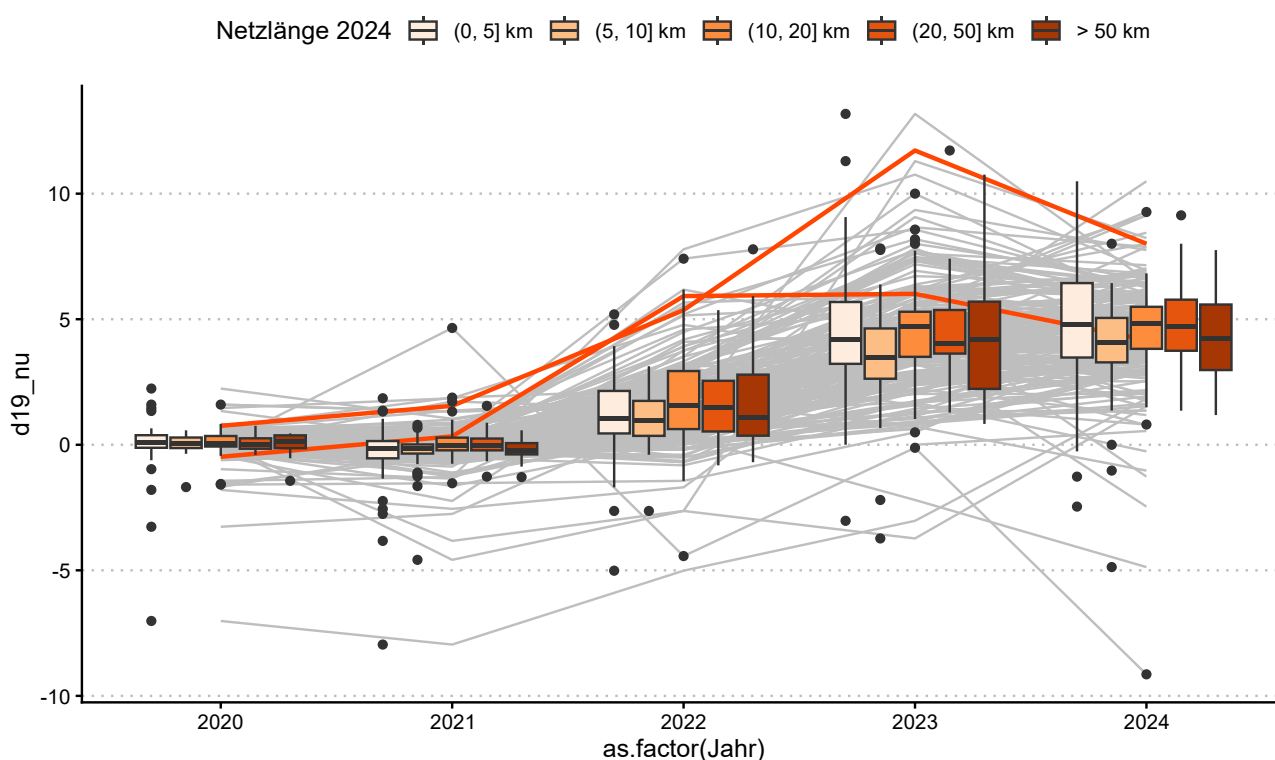
Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Abbildung 25 zeigt nun die Veränderung der Nettoerlöse gegenüber dem Jahr 2019. Die Linien in der Abbildung verbinden hierbei die einzelnen Versorgungsgebiete miteinander, wodurch zumindest bei Ausreißern nachvollzogen werden kann, ob Sprünge oder Einbrüche der Nettoerlöse lediglich kurzfristig oder dauerhaft waren. Bspw. lässt sich aus der Grafik durch die beiden rot hervorgehobenen Linien ablesen, dass die Nettoerlöse in diesen Versorgungsgebieten bis zum Jahr 2022 um etwas mehr als 5 Cent/kWh anstiegen, im darauffolgenden Jahr jedoch eine entgegengesetzte Entwicklung zeigten. In einem der beiden Versorgungsgebiete stiegen die Nettoerlöse im Jahr 2023 um mehr als 5 Cent/kWh, was bis dahin einer kumulierten Veränderung der Nettoerlöse gegenüber 2019 um mehr als 11 Cent/kWh entspricht. Im anderen Versorgungsgebiet sanken die Nettoerlöse hingegen ein wenig. Im letzten Jahr des Betrachtungszeitraums ist in beiden Versorgungsgebieten ein Rückgang der Nettoerlöse/kWh zu beobachten.

Dennoch wurden in diesen beiden Versorgungsgebieten in den Jahren 2022 und 2023 höhere Nettoerlöse als in den meisten anderen Versorgungsgebieten erzielt. Für eines dieser beiden Versorgungsgebiete trifft dies auch für das Jahr 2024 zu. Inwiefern sich diese Entwicklung durch höhere Kosten oder andere Umstände erklären lässt, wird weiter unten unter 9.6. nachgegangen. Die Analyse ist differenzierter, als die Diskussion bisher den Anschein macht. Die Streuung der Nettoerlöse ist vor allem ab dem Jahr 2022 doch erheblich, wie an den grauen Linien erkennbar ist, welche die einzelnen Versorgungsgebiete verbinden. Während der mittlere Anstieg der Nettoerlöse bis 2023 etwa 3,5 bis 4,5 Cent/kWh beträgt und etwa dort bis ins Jahr 2024 bleibt, streuen die Versorgungsgebiete in den letzten beiden Jahren größtenteils zwischen 1 und 9 Cent/kWh, wobei einige Ausreißer darüber und andere darunter liegen. Einige Haushalte zahlen im Jahr 2024 also nur einen Cent/kWh mehr als 2019, andere hingegen um 9 Cent/kWh.

Abbildung 25: Kumulierte Veränderung der Nettoerlöse gegenüber 2019 (Cent/kWh)



Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Die roten Linien stellen die kumulierte Veränderung der Nettoerlöse gegenüber 2019 für zwei Versorgungsgebiete dar.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Zwischenergebnis: Während die Medianerlöse in der Fernwärmebranche in den Jahren 2019 bis 2021 stabil zwischen 8 und 9 Cent/kWh lagen, erhöhten sie sich in den Jahren 2022 und 2023 weitgehend unabhängig von der Netzlänge um insgesamt 3,5 bis 4,5 Cent/kWh. Die Entwicklung der Medianerlöse unterscheidet sich somit etwas von der Entwicklung der gewichteten Durchschnittserlöse, die um 4 bis 5 Cent/kWh anstiegen und Unterschiede zwischen den Versorgungsgebieten zeigen. Die Unterschiede in den Medianerlösen zwischen Versorgungsgebieten in unterschiedlichen Netzkategorien sind hingegen

gering. Die Streuung der Nettoerlöse ist unabhängig von der Netzkategorie (d. h. Netzlängengruppe) teilweise beträchtlich mit Unterschieden von mehreren hundert Euro zwischen zwei Haushalten in unterschiedlichen Versorgungsgebieten mit demselben Wärmeverbrauch. Die Streuung war in den Jahren 2019 bis 2021 in größeren Versorgungsgebieten tendenziell geringer. Dies änderte sich jedoch in den darauffolgenden Jahren, in denen die größten Versorgungsgebiete eine wesentlich höhere Streuung der Nettoerlöse aufwiesen. Zwar lassen sich auffällige Versorgungsgebiete mit starken Sprüngen in den Nettoerlösen identifizieren, doch erscheint das Bild differenziert, sodass ohne Kosten- und Gewinnanalysen nicht ausgeschlossen werden kann, dass der beobachtbare Verlauf der Nettoerlöse durch Kostenentwicklungen plausibilisiert werden kann.

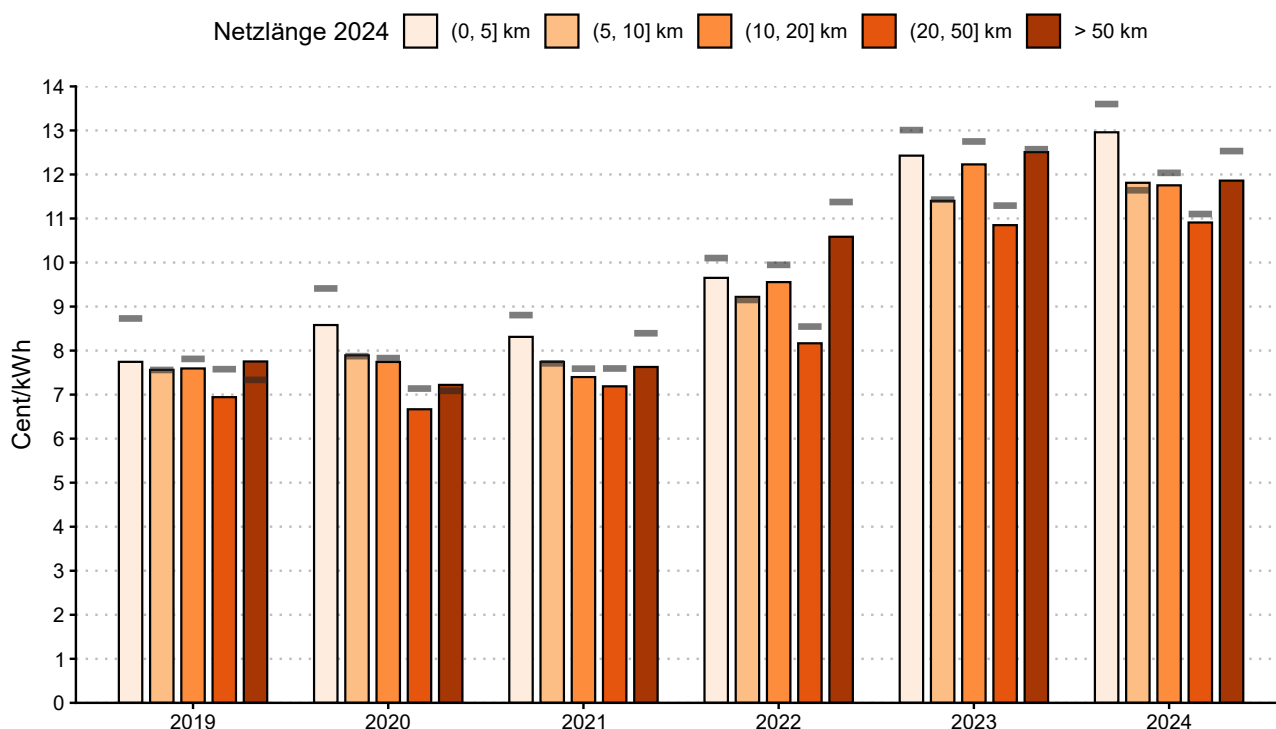
9.5. Kosten

9.5.1. Gewichtete Durchschnittskosten

Der tendenziell negative Zusammenhang zwischen den Durchschnittserlösen und der Netzlänge des Versorgungsgebiets, den man nicht in jedem Jahr feststellen kann, lässt sinkende Durchschnittskosten mit steigender Netzlänge vermuten. Abbildung 26 unterstützt diese Vermutung jedoch nicht eindeutig. Es überrascht durchaus, dass die geringsten Durchschnittskosten nicht in den größten Versorgungsgebieten, sondern in jenen mit Netzlängen zwischen 20 und 50 km zu finden sind. Hierbei ist zu betonen, dass dieses Resultat nicht durch einzelne große Versorgungsgebiete getrieben wird. Zwar ändern sich die Durchschnittskosten in einer Netzkategorie ein wenig, wenn man ein darin enthaltenes Versorgungsgebiet mit hoher Wärmemenge ausschließt, doch bleibt das in der Abbildung erkennbare Muster erhalten.

Ebenfalls unerwartet ist der verzögerte Anstieg der Durchschnittskosten in diesen Versorgungsgebieten. Über die Jahre 2022 und 2023 schlugen die Kostenschocks nicht in allen Versorgungsgebieten in gleichem Ausmaß und mit derselben Geschwindigkeit durch. Vergleicht man jedoch das Jahr 2024 mit dem Jahr 2019, so zeigt sich, dass mit Ausnahme der kleinsten Versorgungsgebiete die übrigen vier Balken um etwa 4 Cent/kWh länger wurden. In den kleinsten Versorgungsgebieten stiegen die Gesamtkosten hingegen um etwas mehr als 4,5 Cent/kWh. Dasselbe lässt sich auch approximativ im Vergleich zum Jahr 2021 erkennen. Macht man sich dessen bewusst, dass die kleinsten Versorgungsgebiete weniger als 2 % der insgesamt entnommenen Wärme abdecken, kann festgehalten werden, dass die **Kostenschocks** seit Ende 2021 (z. B. Störungen globaler Lieferketten, Verteuerung fossiler Energieträger, Verschärfung durch russischen Angriffskrieg auf die Ukraine etc.) die **Durchschnittskosten** für die Bereitstellung von Fernwärme **um 4 Cent/kWh bis 2024 ansteigen ließen**.

Abbildung 26: Gewichtete Durchschnittskosten (Cent/kWh)



Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Die Kosten bei KWK-Einsatz wurden nach der Marktwertmethode zugeordnet. Die horizontalen Linien über den vertikalen Balken zeigen die gewichteten Durchschnittswerte der ursprünglich übermittelten Kostendaten vor Anwendung der Marktwertmethode.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

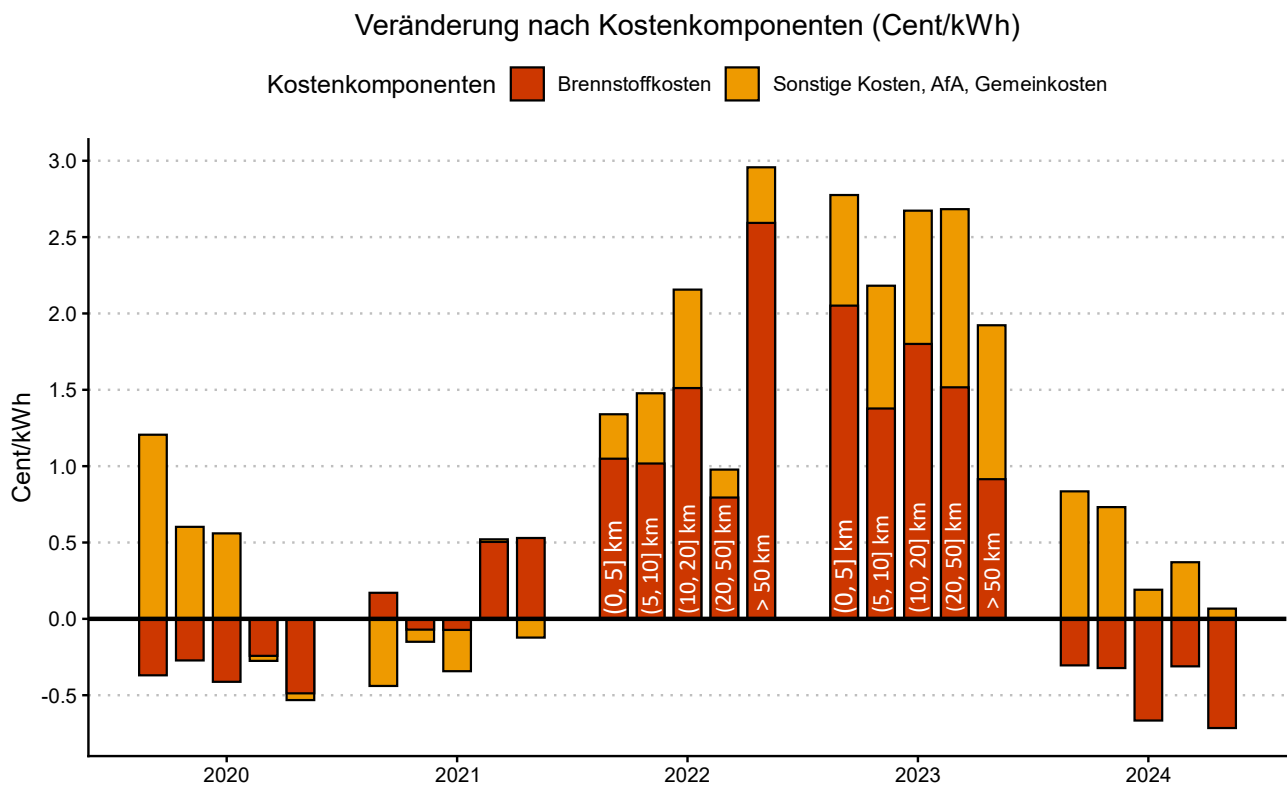
Die Darstellung in Abbildung 20 ließ zunächst offen, warum die gewichteten Durchschnittserlöse in den größten Versorgungsgebieten in den Jahren 2022 und 2023 kumuliert um rund 5 Cent/kWh am stärksten anstiegen. Die Entwicklung der Gesamtkosten in Abbildung 26 zeigt, dass diese im selben Zeitraum in nahezu demselben Ausmaß zunahmen. In dieser aggregierten Darstellung lassen sich die starken Erlössteigerungen in den größten Versorgungsgebieten in den Jahren 2022 und 2023 somit durch Kostenentwicklungen weitgehend erklären.

Die horizontalen Linien über den vertikalen Balken in Abbildung 26 markieren die Gesamtkosten der ursprünglich übermittelten Kostendaten vor Anwendung der Marktwertmethode in Versorgungsgebieten mit KWK-Einsatz. In den meisten Fällen führte die Kostenkorrektur zu geringeren Gesamtkosten, teilweise im Ausmaß von 0,5 Cent/kWh. An dieser Stelle ist zu betonen, dass es bei Kuppelproduktion keine Vorgaben gibt, wie Kosten auf die unterschiedlichen Geschäftsbereiche der Kuppelprodukte aufzuteilen sind. Die Marktwertrechnung bewirkt, dass alle Kuppelprodukte denselben prozentuellen Deckungsbeitrag aufweisen. Dem „Stromprodukt“ hätten also in allen Jahren in der Regel mehr Kosten der KWK-Anlagen zugewiesen werden sollen als dem „Fernwärmeprodukt“. Besonders in den größten Netzen wirkte sich

die Anwendung der Marktwertmethode maßgeblich auf das Ergebnis aus, da sie dazu beitrug, dass diese auch in den Jahren 2021 und 2024 im Durchschnitt profitabel bleiben.¹¹⁷

Hauptsächlich verantwortlich für die zunehmenden Gesamtkosten in den Jahren 2022 und 2023 waren die Brennstoffkosten, wie in Abbildung 27 zu erkennen ist. Der auffällig starke Anstieg der Gesamtkosten in den größten Versorgungsgebieten im Jahr 2022 kann also auf eine **beträchtliche Steigerung der Brennstoffkosten** zurückgeführt werden, die im Durchschnitt um mehr als 2 Cent/kWh höher war als in kleineren Versorgungsgebieten. Im darauffolgenden Jahr wirkten die Brennstoffpreiserhöhungen hingegen in kleineren Versorgungsgebieten stärker als in den größten. Im Jahr 2023 trugen auch die anderen Kosten, hier vor allem die sonstigen Kosten der Erzeugung und des Versorgungsgebiets, zum Anstieg der Gesamtkosten bei.

Abbildung 27: Veränderung der Gesamtkosten nach Kostenkomponenten (Cent/kWh)



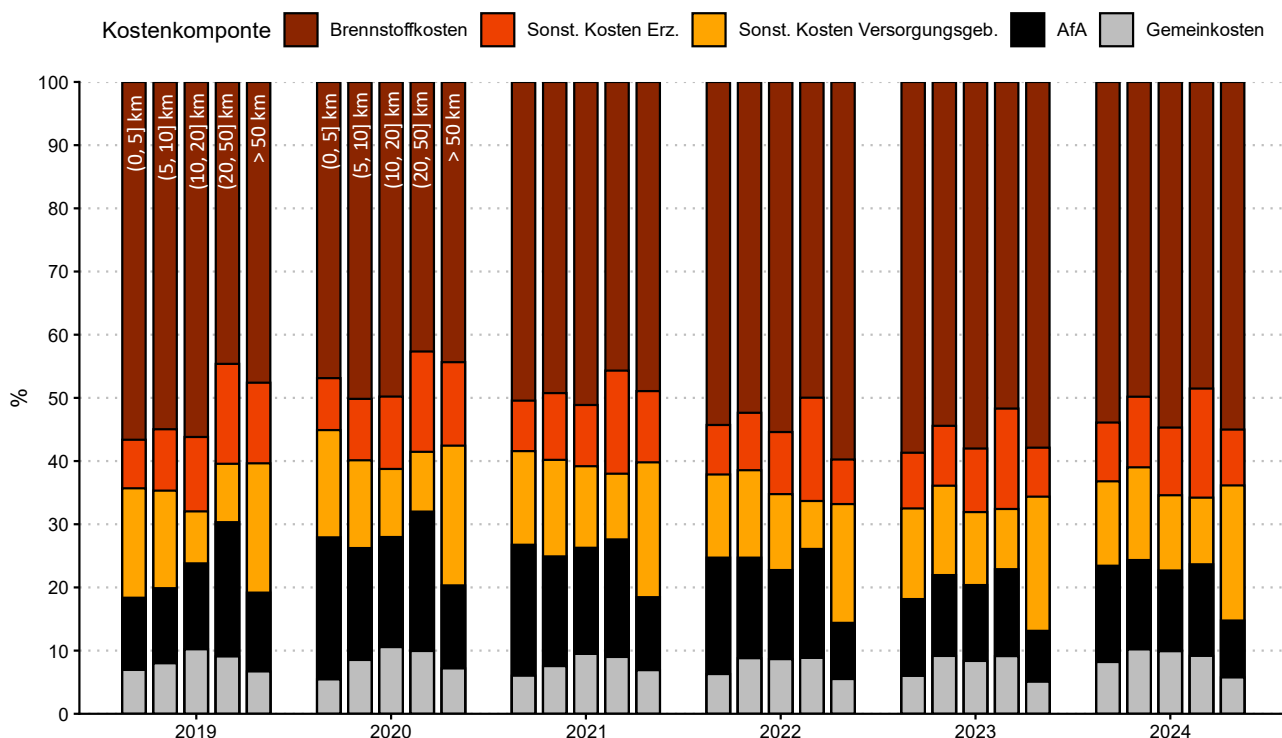
Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Die Zuordnung der Kosten bei KWK-Einsatz beruht auf der Marktwertmethode.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

¹¹⁷ Vergleiche hierzu Abbildung 20 mit Abbildung 26. In den Jahren 2021 und 2024 betrug der Nettoerlös in den größten Versorgungsgebieten knapp 8 Cent/kWh bzw. etwas mehr als 12 Cent/kWh. Die Gesamtkosten vor Kostenkorrektur gingen jeweils über diese Werte hinaus. Nach Kostenkorrektur liegen sie darunter.

Im Jahr 2019 lag der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten im Durchschnitt zwischen 45 % und 55 % (Abbildung 28). Über die Jahre hat dieser Anteil sichtbar vor allem in größeren Versorgungsgebieten mit Netzlängen von mehr als 20 km zugenommen. Kostenwahrheit in der Preispolitik erfordert, dass der Arbeitspreis die Brennstoffkosten abdeckt. Im Durchschnitt lässt sich das auch beobachten. Der Anteil des Arbeitspreises am Nettoerlös liegt zwischen 65 und 70 % (und teilweise sogar höher, siehe Abbildung 22) und somit im Durchschnitt 15 bis 20 Prozentpunkte über dem Anteil der Brennstoffkosten. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass variable Kosten auch teilweise in den sonstigen Kosten der Erzeugung und sonstigen Kosten des Versorgungsgebiets enthalten sind, in geringem Ausmaß wohl auch in den Gemeinkosten. Jedenfalls als Fixkosten sind Abschreibungen (AfA) zu kategorisieren. Deren Anteil an den Gesamtkosten bewegt sich meist zwischen 10 und 20 %, sie werden also im Durchschnitt vollständig von den Grund- bzw. Leistungspreisen abgedeckt, deren Anteil zwischen 25 und 35 % beträgt (Abbildung 22). Zusätzlich decken die Grund- bzw. Leistungspreise auch die Gemeinkosten ab, die wohl zu einem Großteil Fixkosten enthalten (z. B. IT, Marketing, Finanz-, Rechts- und Personalabteilung, Gebäudekosten etc.). Vereinzelt sinkt der gemeinsame Anteil von Abschreibungen und Gemeinkosten an den Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum. Bewegt er sich 2019 und 2020 noch zwischen 20 und 30 %, so lag er im Jahr 2024 eher zwischen 15 und 25 %. Da Fixkosten in den sonstigen Kosten der Erzeugung und des Versorgungsgebiets i. d. R. wohl nicht unwesentlich sind (Instandhaltung, Strom, Betriebskosten, Versicherungen, Ablesekosten etc.), ist der Schluss naheliegend, dass die Arbeitspreise mit einem durchschnittlichen Anteil an den Nettoerlösen von 65 bis 70 % die variablen Kosten in der Bereitstellung von Fernwärme vollständig abdecken.

Abbildung 28: Gewichtete Durchschnittskosten nach Kostenkomponenten (Cent/kWh)



Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Die Zuordnung der Kosten bei KWK-Einsatz beruht auf der Marktwertmethode.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

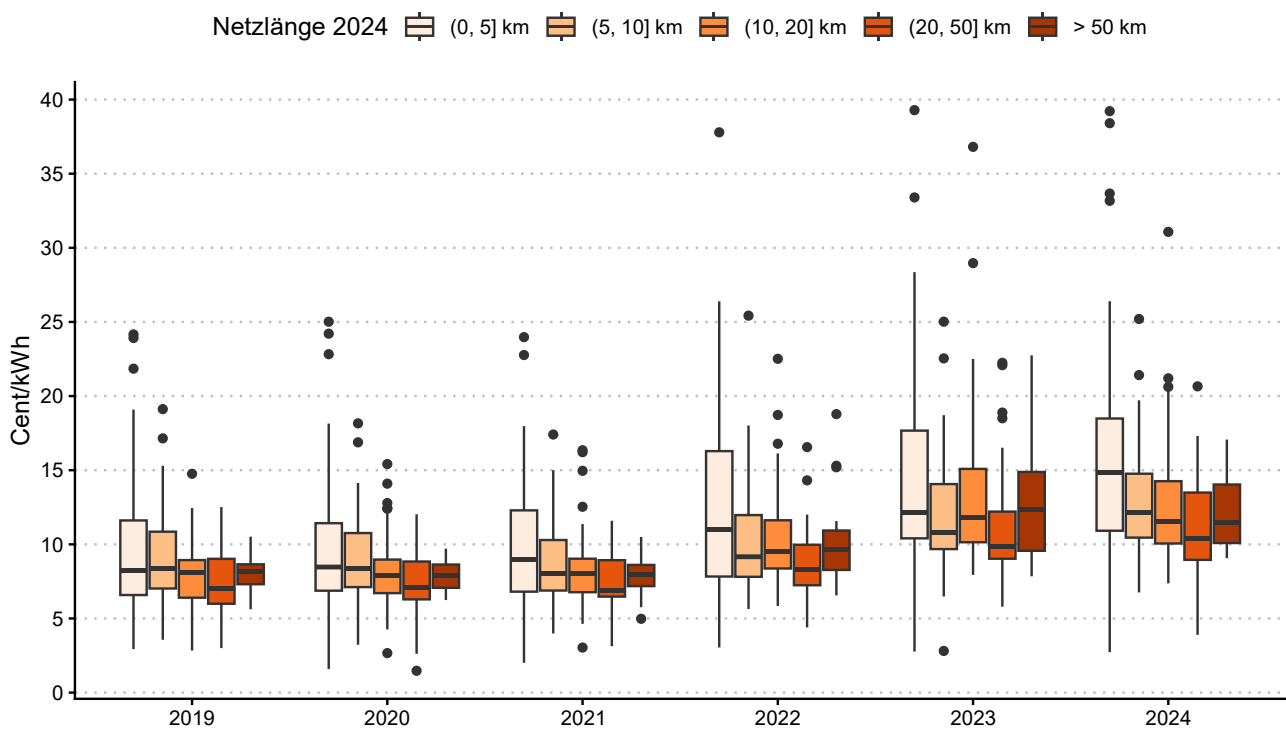
Zwischenergebnis: Die ursprüngliche Vermutung, die aufgrund der Beobachtung von tendenziell mit der Netzlänge fallenden Durchschnittserlösen aufgestellt wurde, dass längere Versorgungsnetze auch niedrigere Durchschnittskosten aufweisen, wird durch die Daten nicht eindeutig gestützt. Externe Kostenschocks seit Ende 2021 haben die Kosten für Fernwärme um durchschnittlich 4 Cent/kWh bis zum Jahr 2024 ansteigen lassen. In den kleinsten Versorgungsgebieten, die weniger als 2 % der entnommenen Wärme in der Stichprobe abdecken, stiegen die Durchschnittskosten um etwas mehr als 4,5 Cent/kWh. Der Anstieg der Durchschnittskosten in den Jahren 2022 und 2023 schlug sich ungleichmäßig und teilweise zeitverzögert nieder. Stark gestiegene Brennstoffkosten waren hauptverantwortlich für den Kostenanstieg in diesen Jahren. Am stärksten schlug sich das in den größten Versorgungsgebieten nieder. Aus diesem Grund nahm auch der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten zu, besonders in Netzen über 20 km. Dennoch legen die Daten den Schluss nahe, dass der Arbeitspreis, der zur Herstellung von Kostenwahrheit optimalerweise die variablen Kosten decken sollte, die gesamten variablen Kosten in allen Jahren im Durchschnitt vollständig abdeckt.

9.5.2. Kosten der Versorgungsgebiete

Unter 9.4.2 wurde eingangs darauf hingewiesen, dass aggregierte Daten Unterschiede zwischen einzelnen Versorgungsgebieten verstecken und für kartellrechtliche Bewertungen Referenzwerte zwar nicht zwingend, aber praktisch hilfreich sind, um beispielsweise Preishöhenmissbrauch festzustellen. Aus einer isolierten Betrachtung der Kosten oder einem Kostenvergleich zwischen den einzelnen Versorgungsgebieten kann zwar i. d. R. kaum auf wettbewerbswidrige Verhaltensweisen geschlossen werden, dennoch soll im Folgenden dieselbe disaggregierte Analyse der Kosten durchgeführt werden, wie sie oben für die Nettoerlöse vorgenommen wurde. Schließlich werden die in diesem Kapitel präsentierten Kostendaten mit den oben bereits dargestellten Nettoerlösen gegenübergestellt, um Gewinnmargen zu berechnen und deren Entwicklung nachzuzeichnen.

Die breite Verteilung der Nettoerlöse/kWh in Abbildung 23 wirft die Frage auf, inwiefern die beobachtbare Variation durch strukturelle Unterschiede und somit Unterschiede in der Kostenstruktur erklärt werden kann. Ein Blick auf die Verteilung der Gesamtkosten/kWh in Abbildung 29, wobei außerplanmäßige Abschreibungen unberücksichtigt bleiben, zeigt eine teilweise vergleichbare Variation innerhalb der Netzkategorien wie bei den Nettoerlösen/kWh. Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass innerhalb der Netzkategorien teilweise stark unterschiedliche Kostenstrukturen vorherrschen und große Unterschiede in den Nettoerlösen/kWh zwar durchaus auf den ersten Blick auffällig erscheinen, jedoch zu erwarten und in vielen Fällen wohl auch notwendig sind, um die mit der Wärmeaufbringung verbundenen Kosten zu decken.

Abbildung 29: Verteilung der Gesamtkosten/kWh



Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Die Zuordnung der Kosten bei KWK-Einsatz beruht auf der Marktwertmethode.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Die Boxplots in Abbildung 29 lassen folgendes Muster erkennen:

- (1) **Der Median der Gesamtkosten/kWh sinkt für Versorgungsnetze mit einer Länge von bis zu 50 km tendenziell mit der Netzgröße.** In den größten Versorgungsgebieten liegt der Median i. d. R. jedoch über dem in Versorgungsgebieten mit einer Netzlänge zwischen 20 und 50 km.
- (2) **Die Streuung der Gesamtkosten/kWh ist teilweise beträchtlich und vergrößerte sich ab dem Jahr 2022.** Wie auch bei den Nettoerlösen/kWh kann die Streuung visuell näherungsweise mit der Differenz zwischen dem unteren und oberen Quartil der Gesamtkosten/kWh, d. h. dem Interquartilsabstand (IQR), festgemacht werden.

- a. So beträgt der IQR in Versorgungsgebieten mit Trassenlängen über 50 km im Jahr 2021 etwa 1,4 Cent/kWh und im Jahr 2024 knapp 4 Cent/kWh.¹¹⁸ Für die Versorgung eines Haushaltes mit einem Wärmeverbrauch von 7.500 kWh/Jahr (z. B. Wohnung) fielen für ein Unternehmen im Jahr 2021 also um EUR 107/Jahr und im Jahr 2024 um EUR 296/Jahr mehr an Kosten an, wenn es jeweils im 75 %-Quartil-Versorgungsgebiet statt im 25 %-Quartil-Versorgungsgebiet Wärme bereitstellte.

¹¹⁸ Im Jahr 2023 war der IQR höher. Die Jahre 2021 und 2024 werden hier deshalb verwendet, um einen Vergleich mit den beispielhaften Berechnungen zu Abbildung 23 zu ermöglichen.

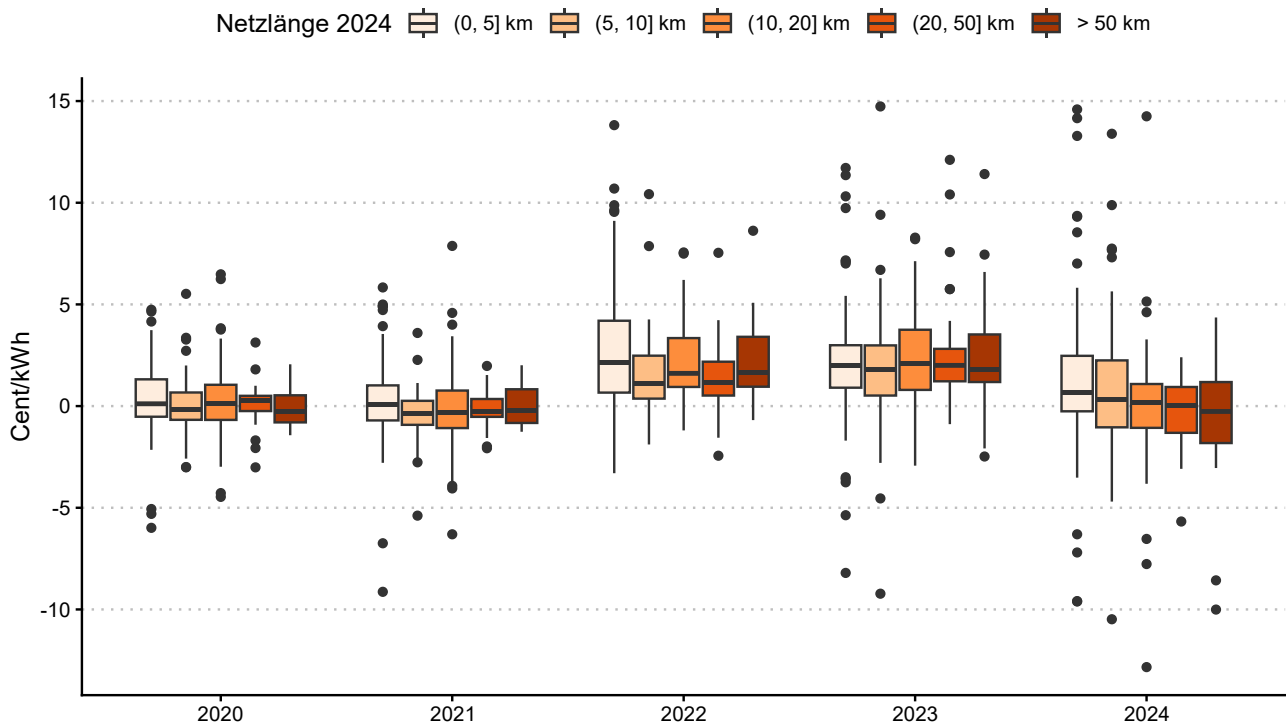
- b. Für einen Haushalt mit Einfamilienhaus und einem Wärmeverbrauch von 22.500 kWh wären hingegen EUR 322/Jahr im Jahr 2021 und EUR 888/Jahr im Jahr 2024 an zusätzlichen Kosten hinzugekommen.
- c. Im Vergleich dazu war der IQR bei den Nettoerlösen im Jahr 2021 geringer und im Jahr 2024 größer (siehe Abbildung 23). Wohnung: EUR 80/Jahr im Jahr 2021 und EUR 396/Jahr im Jahr 2024 (hier jeweils exkl. MWSt.). Einfamilienhaus: EUR 241/Jahr im Jahr 2021 und EUR 1.189/Jahr im Jahr 2024.
- d. Bei diesen Berechnungen ist festzuhalten, dass 50 % der Versorgungsgebiete mit Trassenlängen von über 50 km außerhalb der Box liegen und so noch größere Unterschiede zwischen einzelnen Versorgungsgebieten existieren.

(3) **Die Streuung der Gesamtkosten/kWh sinkt tendenziell mit der Netzgröße.** In den Jahren vor 2023 ist dieses Muster jedenfalls deutlicher zu erkennen als in den letzten beiden Jahren des Beobachtungszeitraums. Die größten Versorgungsgebiete wiesen im Jahr 2023 eine erhöhte Streuung der Gesamtkosten/kWh auf.

Kurz zusammengefasst können diese Beobachtungen die durchgehend breite Streuung in den Nettoerlösen/kWh jedenfalls für gesamte Netzkategorien weitgehend plausibilisieren. An dieser Stelle ist zu betonen, dass damit keine Aussagen über denkbar überhöhte Preise oder gestiegene Gewinnmargen von einzelnen FWU verbunden sind. Eine breite Streuung von sowohl Nettoerlösen als auch Gesamtkosten schließt diese Möglichkeiten jedoch nicht aus. Die Profitabilitätsanalyse unter 9.6 wird sich mit diesen Aspekten genauer auseinandersetzen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die jährlichen Veränderungen der Gesamtkosten in Cent/kWh in den Versorgungsgebieten nach Netzkategorien (Abbildung 30). Die Streuung ist beträchtlich und meist sichtbar größer als jene der Veränderung der Nettoerlöse (siehe Abbildung 24). Vor allem die große Anzahl an Ausreißern fällt auf. Während sich die Nettoerlöse in den Jahren 2019, 2020 und 2024 kaum veränderten, gab es doch nicht unwesentliche Veränderungen der Gesamtkosten. Weiter unten im Kapitel zur Profitabilitätsanalyse werden wir feststellen, dass die Kostenentwicklung systematisch stärker streut als die Entwicklung der Nettoerlöse. Zusätzlich steht eine starke Streuung der Gesamtkosten um einen Median von Null mit vergleichsweise geringen Veränderungen der Nettoerlöse um ebenfalls einen Median von Null in Zusammenhang. An dieser Stelle darf also vorweggenommen werden, dass Fernwärmepreise nicht jede Kostenänderung vollständig widerspiegeln. Unter 9.6.3 wird ein differenzierteres Bild dieser Beobachtung gezeichnet.

Abbildung 30: Jährliche Veränderung der Gesamtkosten (Cent/kWh)



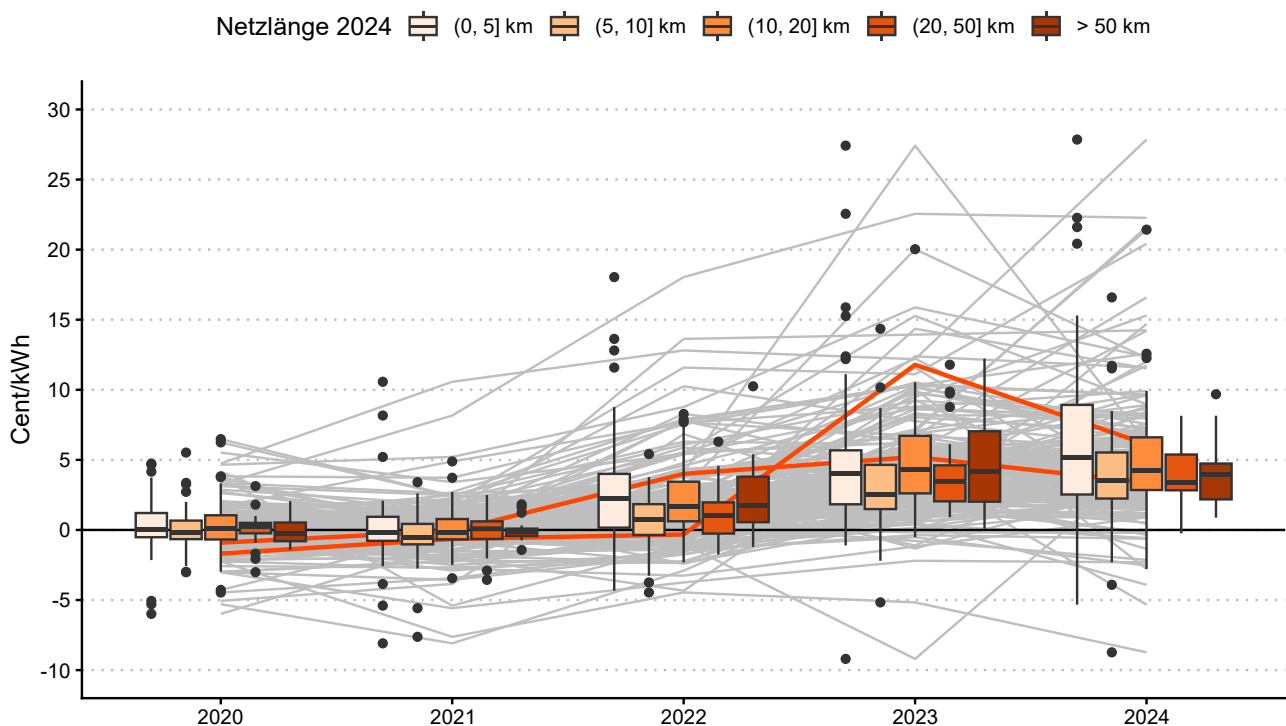
Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Die Zuordnung der Kosten bei KWK-Einsatz beruht auf der Marktwertmethode.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

In den Jahren 2022 und 2023 stiegen die Gesamtkosten in ähnlichem Ausmaß wie die Nettoerlöse, wobei in diesen beiden Jahren die Streuung etwas höher ist.¹¹⁹ Der kumulative Anstieg der Gesamtkosten gegenüber dem Ausgangsjahr 2019 ist in Abbildung 31 dargestellt. Die Linien in der Abbildung verbinden wiederum die einzelnen Versorgungsgebiete miteinander, sodass erkennbar ist, ob Sprünge oder Einbrüche der Gesamtkosten lediglich kurzfristig oder dauerhaft waren. Zwar bewegt sich der kumulative Anstieg der Gesamtkosten bis 2024 für den Großteil der Versorgungsgebiete zwischen 0 und 10 Cent/kWh, doch gibt es eine wesentlich größere Anzahl an Ausreißern als bei der kumulativen Entwicklung der Nettoerlöse/kWh. Im Median stiegen die Gesamtkosten zwischen knapp 3,5 und 4,5 Cent/kWh, vergleichbar mit der Entwicklung der Nettoerlöse (siehe dazu Abbildung 25). Die breitere Streuung bei den Gesamtkosten äußert sich schließlich auch in einer breiten Streuung der Gewinnsituation in den Versorgungsgebieten, wie im nachfolgenden Kapitel ausführlich dargelegt wird.

¹¹⁹ Bei einem visuellen Vergleich ist darauf zu achten, dass die vertikale Achse in Abbildung 31 gestreckter ist und somit die Boxen kleiner oder gleich groß wirken als in Abbildung 25, obwohl sie tatsächlich größer sind.

Abbildung 31: Kumulative Änderung der Gesamtkosten gegenüber 2019 (Cent/kWh)



Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Die Zuordnung der Kosten bei KWK-Einsatz beruht auf der Marktwertmethode. Die roten Linien stellen die kumulierte Veränderung der Gesamtkosten gegenüber 2019 für dieselben beiden Versorgungsgebiete dar, die auch in Abbildung 25 hervorgehoben wurden.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Die beiden roten Linien in Abbildung 31 zeigen die kumulierte Veränderung der Gesamtkosten für dieselben beiden Versorgungsgebiete, die bereits in Abbildung 25 hervorgehoben wurden. Beim Vergleich fällt insbesondere auf, dass zwar in beiden Versorgungsgebieten die Nettoerlöse im Jahr 2022 um etwa 5 Cent/kWh angestiegen sind, die Kosten in vergleichbarem Ausmaß jedoch nur in einem der beiden Versorgungsgebiete. Im anderen Versorgungsgebiet verhielten sich die Gesamtkosten gegenüber 2021 nahezu unverändert. In den nachfolgenden Jahren entspricht die Entwicklung der Gesamtkosten wieder annähernd jener der Nettoerlöse in beiden Versorgungsgebieten. Nichtsdestotrotz konnten in einem dieser beiden Versorgungsgebiete im Jahr 2022 höhere Gewinne realisiert werden. In der nachfolgenden Analyse zur Profitabilität wird dieses Versorgungsgebiet jedoch als „unauffällig“ gekennzeichnet werden, da es gemeinsam mit einer Gruppe von Versorgungsgebieten von demselben FWU betrieben wird und dieses FWU insgesamt keine höheren Gewinne erzielte, da in anderen Versorgungsgebieten geringere Gewinne realisiert wurden. Dies ist ein häufig auftretendes Muster, da Preisgleitklauseln und auch gegebenenfalls Preisbescheide Kostenentwicklungen nicht perfekt widerspiegeln können und somit eine Variation in der Profitabilität über die Zeit erzeugen. In einigen Versorgungsgebieten steigen die Gewinne, in anderen sinken sie.

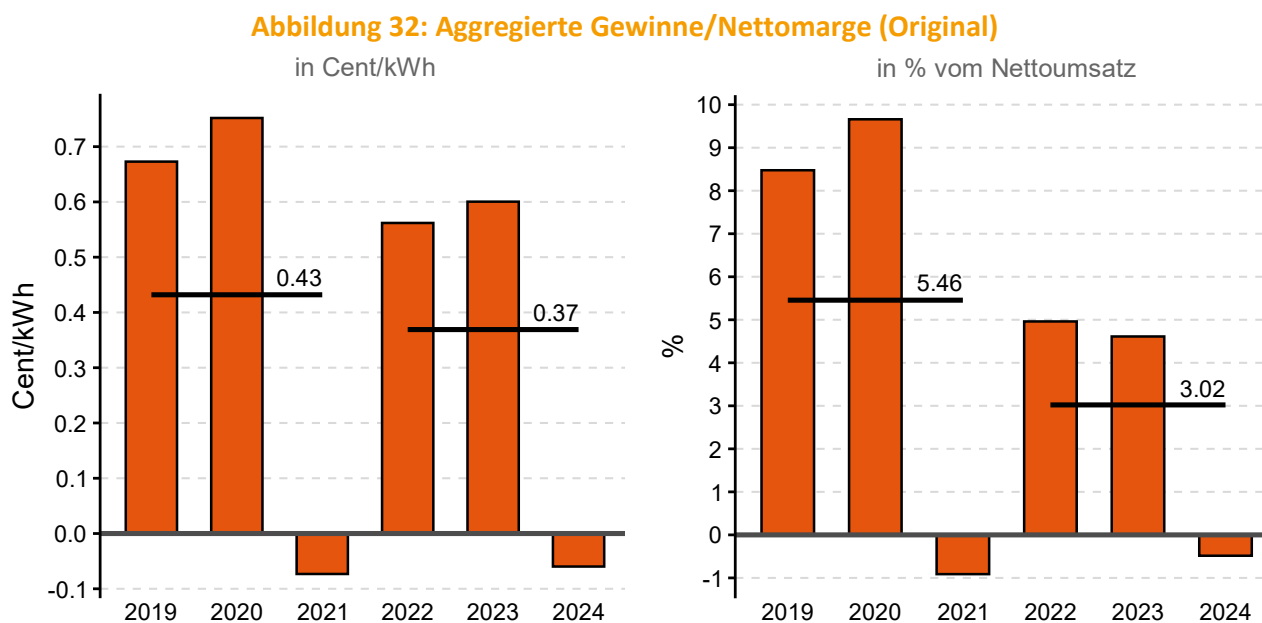
Zwischenergebnis: Während die Gesamtkosten im Median in der Fernwärmebranche in den Jahren 2019 bis 2021 stabil zwischen etwa 7 und 9 Cent/kWh lagen, erhöhten sie sich in den Jahren 2022 und 2023 um insgesamt 3,5 bis 4,5 Cent/kWh. Diese Entwicklung entspricht weitgehend der Entwicklung der Medianerlöse. Die Streuung der Gesamtkosten ist erheblich, sie plausibilisiert jedoch die breite Streuung in den Nettoerlösen.

9.6. Profitabilität

9.6.1. Aggregat

Verwendet man die von den Unternehmen vorgenommene Kostenzuteilung bei KWK-Anlagen („Original“), zeigt Abbildung 32, dass die aggregierte Nettomarge über den Beobachtungszeitraum sehr volatil war. Nach einem Niveau von rund 0,7 Cent/kWh in den Jahren 2019 und 2020 sank der durchschnittliche Gewinn auf knapp -0,1 Cent/kWh im Jahr 2021. In den beiden darauffolgenden Jahren setzte eine deutliche Erholung ein, die sich im letzten Jahr nicht fortsetzte. Vielmehr war 2024 im Durchschnitt ein Verlust zu beobachten.

Ein vergleichbares Bild zeigt sich bei der Nettomarge in % vom Nettoumsatz. Ausgehend von 8 bis 10 % in den Jahren 2019 und 2020 kam es in den Folgejahren zu einem deutlichen Rückgang. In den Jahren 2022 und 2024 lag die Nettomarge insgesamt etwa halb so hoch wie in den ersten beiden Jahren des Beobachtungszeitraums. Aus dieser aggregierten Betrachtung lassen sich somit jedenfalls keine flächendeckenden Preissteigerungen während der Krisenjahre ab Ende 2021 bzw. Anfang 2022 ableiten, die systematisch über die Entwicklung der Kosten hinausgingen.



Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Die Zuordnung der Kosten bei Einsatz von KWK-Anlagen wurde von den Unternehmen selbst vorgenommen. Die horizontalen Linien mit Beschriftung stellen Durchschnittswerte über die Dreijahreszeiträume von 2019 bis 2021 und von 2022 bis 2024 dar.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Unternehmen steht es grds. frei, die Kosten bei Einsatz von KWK-Anlagen auf die Geschäftsbereiche Strom und Fernwärme nach einem bestimmten, „selbst gewählten“ Schlüssel zu verteilen. Einige Unternehmen lassen sich diese Verteilung auf Grundlage technischer Eigenschaften der Strom- und Wärmeerzeugung auch durch externe Gutachten oder Sachverständige berechnen. Andere behandeln entweder die Strom- oder die Wärmeproduktion als Nebenprodukt und ziehen die Nettoumsätze des Nebenprodukts von den Produktionskosten des Hauptprodukts ab.

Diese unterschiedlichen Ansätze zur Kostenzuteilung bei KWK-Anlagen erschweren die Vergleichbarkeit der von den Unternehmen übermittelten Ergebnisse. Die BWB hat sich daher für eine Kostenzuteilung nach der Marktwertmethode entschieden, um eine einheitliche Vergleichsgrundlage zu schaffen. Damit werden jedoch keineswegs „richtigere“ Zahlen ermittelt, die gegenüber den von den Unternehmen vorgenommenen und übermittelten Berechnungen grundsätzlich vorzuziehen wären. Der wesentliche Vorteil der Marktwertmethode liegt vielmehr darin, dass sie verhindert, dass ein einzelnes Kuppelprodukt als defizitär erscheint, obwohl die Kuppelproduktion insgesamt profitabel ist.

Wird bspw. dem Kuppelprodukt „Wärme“ ein vergleichsweise hoher Anteil der Gesamtkosten der Kuppelproduktion zugerechnet, kann das Wärmeprodukt weniger profitabel erscheinen als das Stromprodukt, obwohl beide Produkte gleichermaßen zur Profitabilität der Kuppelproduktion beitragen. Im Extremfall kann sich für das Wärmeprodukt sogar ein „Fehlbetrag“ ergeben, obwohl dieser ökonomisch nicht als tatsächlicher Verlust der Wärmeproduktion zu interpretieren ist. Würde die Wärmeproduktion eingestellt, entfielen zwar die entsprechenden Wärmeerlöse, die Kosten der Kuppelproduktion blieben jedoch weitgehend unverändert. Die Einstellung der Wärmeproduktion würde daher zu einem geringeren Gesamtgewinn führen. Vor diesem Hintergrund erscheint es für die Zwecke der Analyse sinnvoll, eine Kostenzuteilung vorzunehmen, die sicherstellt, dass eine insgesamt profitable Kuppelproduktion stets mit einem profitablen „Wärmeprodukt“ in Zusammenhang steht.

Abbildung 33 zeigt nun die aggregierten Gewinne und Nettomargen nach Kostenkorrektur in Versorgungsgebieten mit Einsatz von KWK-Anlagen auf Grundlage der Marktwertrechnung. Sowohl die Gewinne als auch die Nettomargen sind nun in allen Jahren durchgehend positiv. Zudem fällt die Volatilität nun etwas geringer aus. Systematische Steigerungen der Gewinne sind jedoch auch in diesem Fall nicht zu erkennen. Zwar kam es im Jahr 2022 zu einer Verdoppelung des durchschnittlichen Gewinns in Cent/kWh, in den beiden Folgejahren kehrte dieser jedoch wieder auf das durchschnittliche Niveau vor 2022 zurück. Dies wird in der Abbildung durch die horizontale Linie über den Jahresbalken für 2019 bis 2021 dargestellt.

Vergleicht man die durchschnittlichen Gewinne der drei Jahre vor 2022 mit jenen der Jahre 2022 bis 2024, ergibt sich dennoch eine Erhöhung um rund 0,24 Cent/kWh.¹²⁰ Dies ist ausschließlich auf den Gewinnausschlag im Jahr 2022 zurückzuführen. Umgerechnet auf eine Wohnung mit einem Wärmeverbrauch von 7.000 kWh/Jahr entspricht dies rund 17 EUR/Jahr bzw. 1,4 EUR/Monat. Für ein Einfamilienhaus mit einem Wärmeverbrauch von 22.000 kWh/Jahr ergibt sich ein Betrag von rund 53 EUR/Jahr bzw. 4,4 EUR/Monat. Die Beträge können als hypothetische Mehrbelastung oder hypothetische Ersparnis interpretiert werden, wenn die durchschnittlichen Gewinne in Cent/kWh im Zeitraum 2022 bis 2024 auf dem Niveau des Vergleichszeitraums 2019 bis 2021 geblieben wären.¹²¹ Zum Vergleich: Wären die Gewinne in Cent/kWh im Zeitraum 2022 bis 2024 unverändert geblieben, so hätte sich allein aufgrund der proportionalen MWSt. eine Mehrbelastung von knapp 0,8 Cent/kWh ergeben.¹²²

Die Nettomargen stiegen im Jahr 2022 zwar ebenfalls deutlich an, gingen in den Folgejahren jedoch stark zurück. Im Jahr 2024 lag die durchschnittliche Nettomarge bei rund 4 % und damit auf dem niedrigsten Niveau des gesamten Beobachtungszeitraums. Anders als beim durchschnittlichen Gewinn in Cent/kWh lag die durchschnittliche Nettomarge im Zeitraum 2022 bis 2024 um 0,58 Prozentpunkte unter dem Niveau des Vergleichszeitraums 2019 bis 2021. Insgesamt verblieb in den Jahren 2022 bis 2024 somit ein kleinerer Anteil der Erlöse/kWh als Gewinn bei den Unternehmen, während ein entsprechend größerer Anteil zur Deckung der anfallenden Kosten und Aufwendungen aufgewendet wurde.

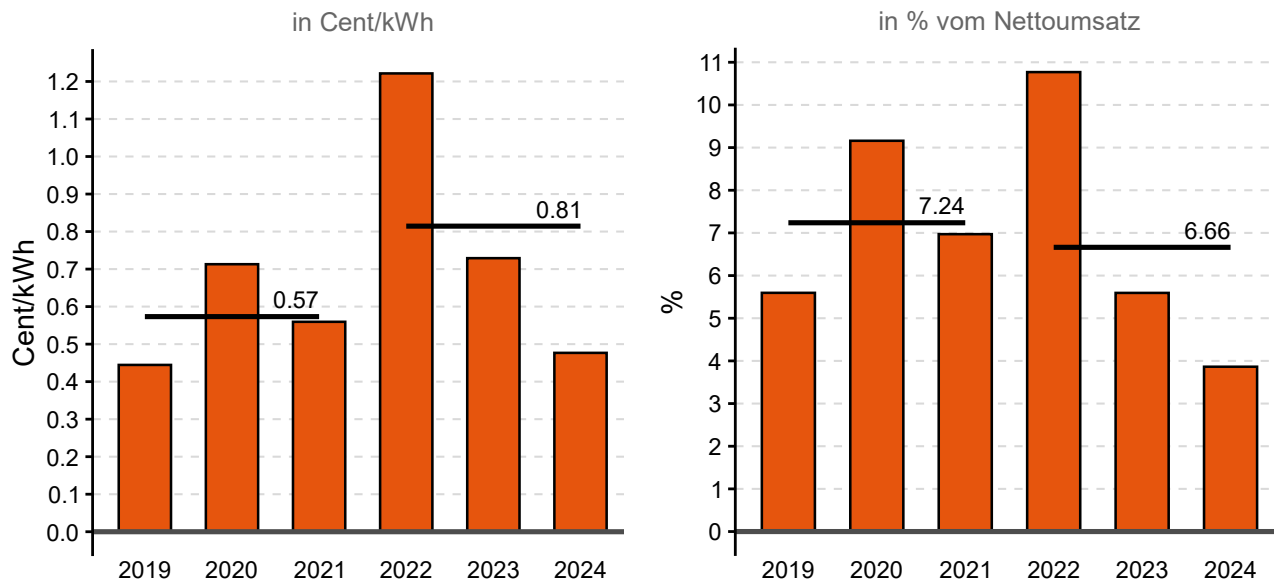
Die Jahre 2022 bis 2024 weisen im Durchschnitt nicht höhere Nettomargen auf als in den Jahren davor. Insgesamt führten die Krisenjahre ab Ende 2021/2022 also zu einem Rückgang der Gewinnmargen im Privathaushaltssegment.

¹²⁰ Vergleiche hierzu die beiden horizontalen Linien in der Abbildung 33 mit den vermerkten Durchschnittsgewinnen in Cent/kWh für den jeweiligen Dreijahreszeitraum (2019-2021 vs. 2022-2024).

¹²¹ Bei einem angenommenen Nettoerlös von 10 Cent/kWh ergeben sich bei einem jährlichen Wärmeverbrauch von 7.000 kWh bzw. 22.000 kWh Kosten in Höhe von 840 EUR bzw. 2.640 EUR (jeweils inkl. MWSt.). Ein Anstieg der Nettoerlöse um 0,24 Cent/kWh entspräche somit einer jährlichen Mehrbelastung von rund 20 EUR bzw. 63 EUR. Dies entspricht in beiden Fällen einem Anstieg der Kosten um 2,4 %.

¹²² Die Durchschnittserlöse im Zeitraum 2019 bis 2022 betrugen etwa 8 Cent/kWh, im Zeitraum 2022 bis 2024 knapp 12,2 Cent/kWh. Zieht man die Erhöhung der Gewinne um 0,24 Cent/kWh von den Durchschnittserlösen 2022 bis 2024 ab, so erhält man etwa 12 Cent/kWh. Berechnet man nun die durchschnittliche MWSt., so ergibt sich eine um 0,8 Cent/kWh höhere Belastung im Zeitraum 2022 bis 2024. Als MWSt.-Satz wurde jeweils 20 % angenommen. In den Nettoerlösen finden sich auch Umsätze aus der Bereitstellung von Warmwasser, für das ein ermäßigter Steuersatz von 10 % beträgt. Der Anteil dieser Umsätze an den Gesamtumsätzen ist in der Regel jedoch gering.

Abbildung 33: Aggregierte Gewinne/Nettomarge (Marktwertmethode)



Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Die Zuordnung der Kosten bei KWK-Einsatz beruht auf der Marktwertmethode. Die horizontalen Linien mit Beschriftung stellen Durchschnittswerte über die Dreijahreszeiträume von 2019 bis 2021 und von 2022 bis 2024 dar.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Wie ist der Ausschlag bei Gewinnen bzw. Nettomargen im Jahr 2022 in Abbildung 33 zu interpretieren? Aus den der BWB übermittelten Daten geht hervor, dass der starke Anstieg der Strompreise im Jahr 2022 die Profitabilität von Energieunternehmen mit KWK-Anlagen beträchtlich erhöhte, während die Fernwärmepreise in der Regel weniger stark anstiegen. Nach der Marktwertmethode wäre daher ein größerer Anteil der gemeinsamen Kosten der Kuppelproduktion dem „Stromprodukt“ zuzurechnen gewesen, insbesondere in den Jahren 2021 und 2022. Wären die Strompreise je kWh bei Energieunternehmen mit KWK-Anlagen nicht deutlich stärker gestiegen als die Wärmepreise je kWh, wäre der in Abbildung 33 erkennbare sprunghafte Anstieg der aggregierten Nettomarge im Jahr 2022 folglich nicht vorhanden oder zumindest deutlich weniger ausgeprägt gewesen.

Zwischenergebnis: Über die gesamte Fernwärmebranche zeigen sich keine systematisch auffälligen Entwicklungen der Gewinne/kWh oder Nettomargen. Zwar kam es nach Kostenkorrektur der BWB bei KWK-Anlagen im Jahr 2022 zu einem starken Anstieg der Gewinne bzw. Nettomargen, doch ist dieser vielmehr auf den starken Anstieg der Strompreise als auf die gestiegenen Fernwärmepreise zurückzuführen. Gegenüber dem Vergleichszeitraum 2019 bis 2021 sind jedenfalls keine beträchtlichen Gewinn- oder Margensteigerungen im Zeitraum 2022 bis 2024 zu beobachten. Die Verbesserung der durchschnittlichen Gewinne im Zeitraum 2022 bis 2024 kann kaum als beträchtlich angesehen werden.¹²³

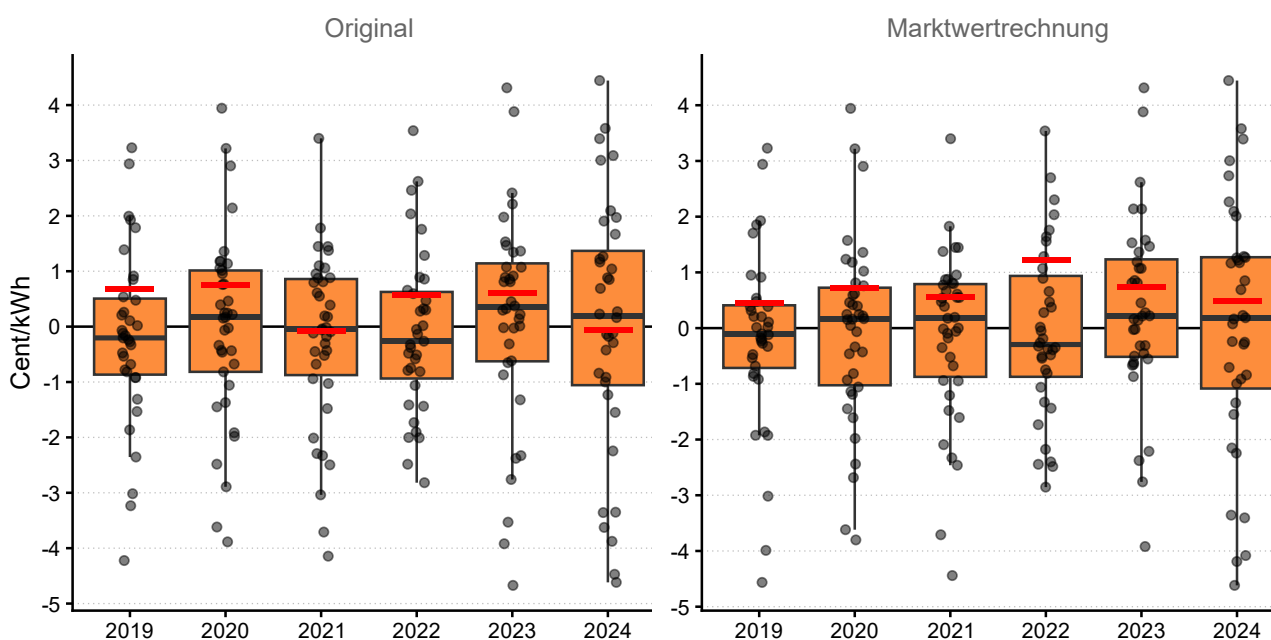
¹²³ Siehe dazu v. a. Fn. 122.

9.6.2. Fernwärmeversorgungsunternehmen

Die Verteilung der Nettomargen in Cent/kWh der FWU im Datensatz weist, wie Abbildung 34 zeigt, über sämtliche Jahre eine erhebliche Streuung auf. Dies steht weitgehend im Einklang mit Rückmeldungen der FWU, wonach jährliche Betrachtungen aufgrund der teilweise starken Marktschwankungen (z. B. bei Kosten und Netzverlusten) nur eingeschränkt aussagekräftig sind. Sowohl deutlich positive als auch deutlich negative Ergebnisse können demnach in einzelnen Jahren auftreten, ohne sich über einen längeren Zeitraum zu verstetigen.

Auffällig ist zudem, dass der Median der Gewinne/kWh in allen Jahren relativ nahe bei null liegt und in einzelnen Jahren sogar negativ ist. Die Medianwerte weichen dabei mit wenigen Ausnahmen deutlich von den Durchschnittsgewinnen/kWh ab. Dies deutet darauf hin, dass einzelne große FWU den Durchschnitt merklich nach oben ziehen. Vereinfacht betrachtet, zählen diese Unternehmen in nahezu allen Jahren zu den FWU mit den höchsten Gewinnen je kWh.

Abbildung 34: Verteilung der FWU-Gewinne in Cent/kWh



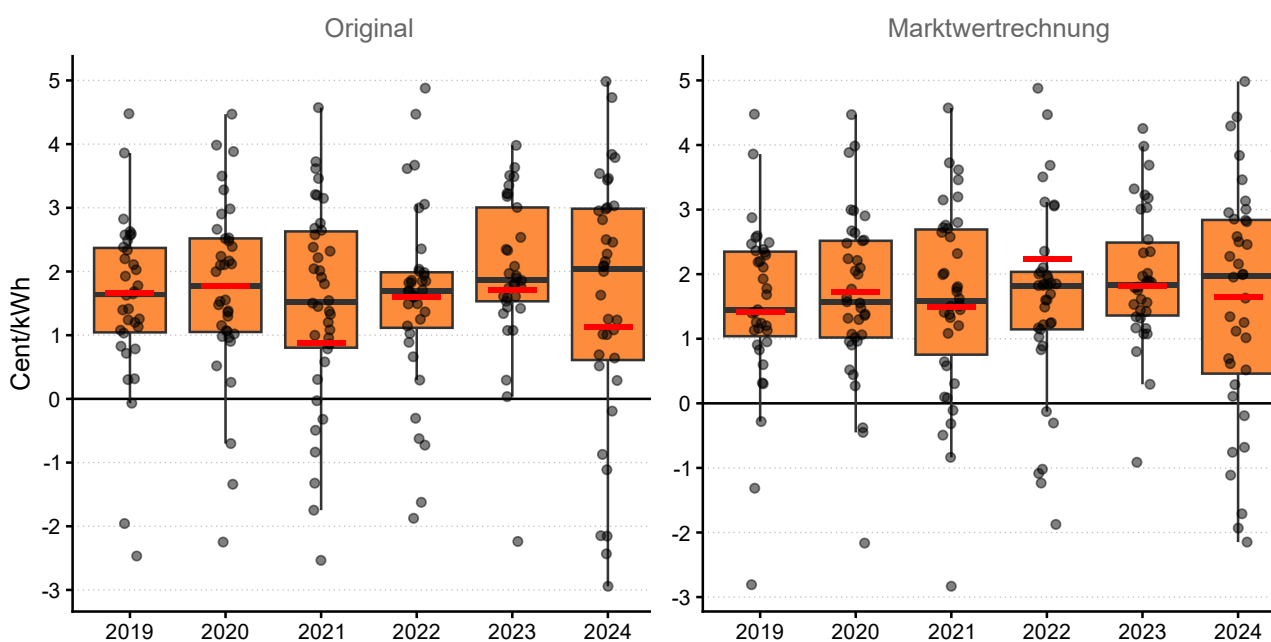
Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Die Zuordnung der Kosten bei KWK-Einsatz wurde im linken Schaubild von den Unternehmen selbst vorgenommen, im rechten von der BWB auf Grundlage der Marktwertrechnung. Rote Balken stellen die gewichteten Durchschnittsgewinne in Cent/kWh von Abbildung 32 (links) bzw. Abbildung 33 (rechts) dar.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Auffällig ist, dass eine beträchtliche Anzahl der FWU negative Gewinne ausweist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich um Gewinne nach Abzug der planmäßigen Abschreibungen handelt.¹²⁴ Da Abschreibungen nicht zahlungswirksam sind, verändert sich das Bild deutlich, wenn diese bei der Betrachtung der Kosten unberücksichtigt bleiben: In diesem Fall weisen die meisten FWU einen positiven Gewinn aus, wie Abbildung 35 zeigt. Dies deutet darauf hin, dass bei vielen FWU die laufenden Einnahmen zwar ausreichen, um die laufenden zahlungswirksamen Kosten zu decken, bislang jedoch noch nicht ausreichen, um die Abschreibungen vollständig zu verdienen.

Bei den verbleibenden FWU mit einem negativen Ergebnis vor Berücksichtigung der Abschreibungen ist bekannt, dass bei zumindest einigen Unternehmen Defizite im Fernwärmegeschäft teilweise durch das Stromgeschäft ausgeglichen werden. Darüber hinaus handelt es sich bei einigen Versorgungsgebieten um vergleichsweise junge Netze, deren Fernwärmegeschäft noch defizitär ist. Dies ist insb. bei Netzen der Fall, deren Ausbau auf einen langfristigen Planungshorizont mit einer sukzessiven Steigerung der Anschlussdichte und damit einer zunehmenden Auslastung des Netzes ausgerichtet ist.

Abbildung 35: Verteilung der FWU-Gewinne vor Abschreibungen in Cent/kWh



Anmerkung: In die Berechnung wurden ausschließlich Versorgungsgebiete einbezogen, die in allen Jahren von 2019 bis 2024 aktiv waren. Die Zuordnung der Kosten bei KWK-Einsatz wurde von den Unternehmen selbst vorgenommen. Rote Balken stellen die gewichteten Durchschnittsgewinne in Cent/kWh dar.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

¹²⁴ Außerplanmäßige Abschreibungen werden von der BWB in den Kosten ohnehin nicht berücksichtigt.

Auf eine Darstellung der Nettomargen in % vom Nettoumsatz wird hier verzichtet, da im nachfolgenden Kapitel eine detaillierte Analyse der Nettomargenentwicklung in den einzelnen Versorgungsgebieten mit Berücksichtigung der Nettomargenentwicklung der betreibenden Unternehmen vorgenommen wird.

Zwischenergebnis: Die Gewinnsituation der befragten FWU unterscheidet sich in allen Jahren des Beobachtungszeitraums erheblich und reicht von -5 Cent/kWh bis zu 5 Cent/kWh. Der Median liegt in der Regel regelmäßig nahe null, während große bzw. einflussreiche FWU zu den profitabelsten Unternehmen gehören und die Durchschnittsgewinne/kWh in fast allen Jahren deutlich nach oben treiben. Bei vielen FWU decken die laufenden Einnahmen zwar die zahlungswirksamen Kosten, aber reichen derzeit noch nicht aus, um auch die planmäßigen Abschreibungen zu decken. Aufgrund des langfristigen Planungshorizonts v. a. bei jungen Netzen werden zum gegenwärtigen Zeitpunkt Defizite teilweise durch das Stromgeschäft finanziell aufgefangen.

9.6.3. Versorgungsgebiete

Betrachtet man Umsatz- und Kostenentwicklungen über die Zeit, so sind selbst auf funktionierenden und kompetitiven Märkten kurzfristige oder jährliche Schwankungen sowie Konvergenzen und Divergenzen von Umsätzen und Kosten keine Ausnahme, sondern vielmehr die Regel. Dies gilt sowohl für „normale“ Jahre als auch und insb. für Krisenjahre infolge geopolitischer Verwerfungen. Bei Jahresvergleichen stellt sich daher stets zunächst die Frage, ob die beobachteten Entwicklungen dem Muster entsprechen, das auch in „normalen“ Jahren zu beobachten ist. Ist dies nicht der Fall – wovon in Krisenjahren regelmäßig auszugehen ist –, sind die festgestellten Abweichungen herauszuarbeiten, zu analysieren und aus wettbewerblicher Perspektive einzuordnen.

Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Marktergebnisse in „normalen“ Jahren selbst durch die jeweiligen strukturellen Marktbedingungen geprägt sind und daher nicht zwangsläufig als wettbewerblich unbedenklicher Referenzmaßstab dienen können. Dies ist bei Fernwärme von besonderer Bedeutung, da die einzelnen Versorgungsgebiete durch natürliche Monopole gekennzeichnet sind. Die strukturellen Wettbewerbsbedingungen sind daher sowohl bei der Beurteilung der Marktergebnisse in „normalen“ Jahren als auch beim Vergleich mit den Ergebnissen in Krisenjahren zu berücksichtigen.

Über den Beobachtungszeitraum von 2019 bis 2024 kann streng genommen nur das Jahr 2019 als „normales“ Jahr bezeichnet werden. Die Jahre 2020 und 2021 können aufgrund der COVID-19-Pandemie durchaus als „Krisenjahre“ eingeordnet werden. Allerdings kam es erst in der zweiten Jahreshälfte 2021 zu substantiellen Steigerungen der Energiekosten. Im Jahr 2020 war gegenüber 2019 hingegen ein Rückgang zu beobachten. Die BWB zieht die Umsatz- und Kostenentwicklung zwischen 2019 und 2020 daher als Benchmark für die Beurteilung der nachfolgenden Entwicklungen heran.

Die Umsatz- und Kostenentwicklung zwischen 2020 und 2021 erscheint demgegenüber aufgrund des deutlichen Anstiegs der Energiekosten ab der zweiten Jahreshälfte 2021 zunächst weniger geeignet als Vergleichsmaßstab. Die nachfolgende Datenauswertung zeigt jedoch, dass sowohl zwischen 2019 und 2020 als auch zwischen 2020 und 2021 ähnliche Muster in der Umsatz- und Kostenentwicklung zu

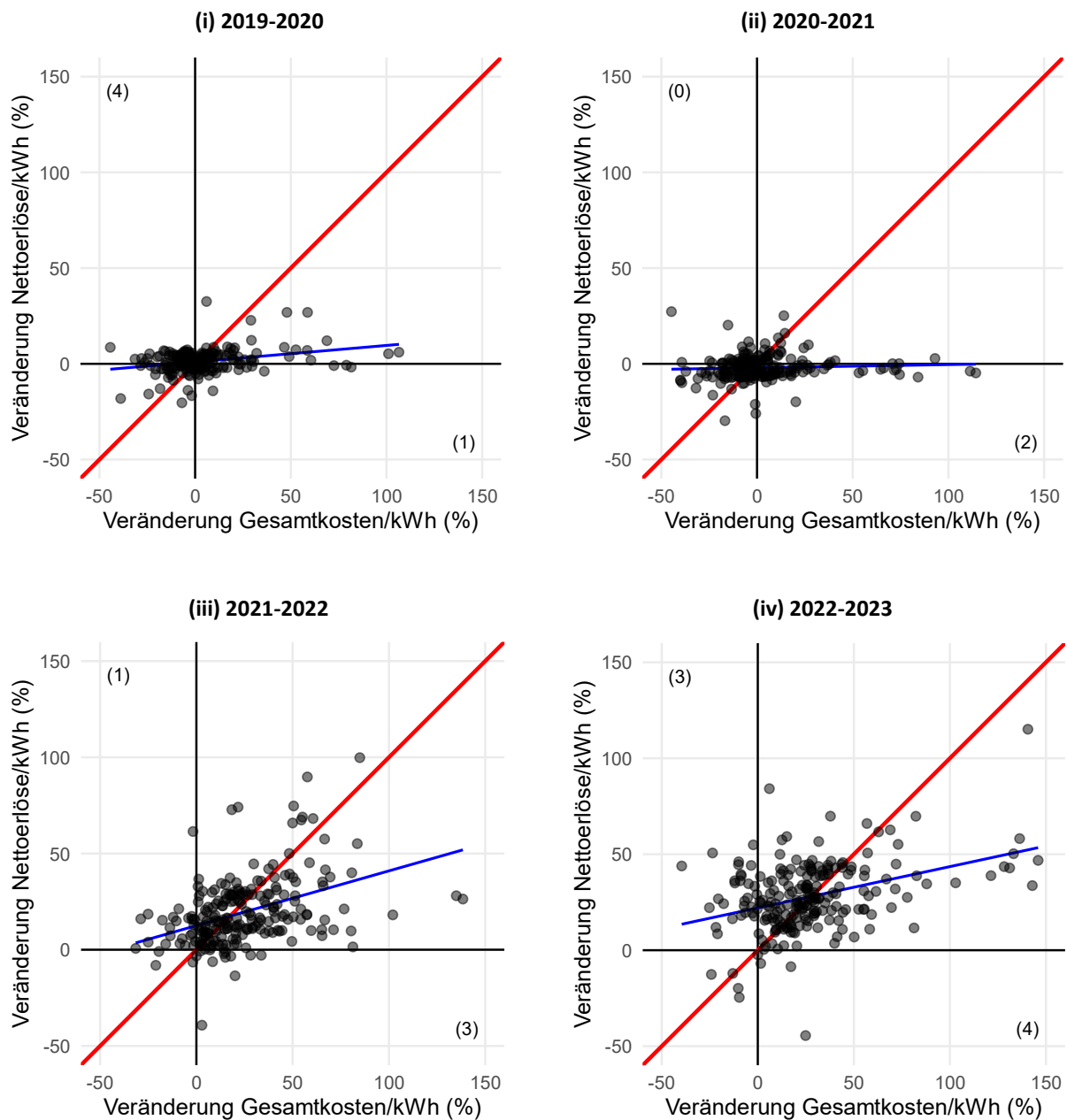
beobachtet sind. Aus diesem Grund werden für die weitere Analyse die Umsatz- und Kostenentwicklungen im Zeitraum 2019 bis 2021 an einer Stelle ebenfalls als Vergleichsmaßstab herangezogen.

An den Umsatz- und Kostenentwicklungen der Versorgungsgebiete von 2019 bis 2020 lässt sich in Abbildung 36(i) erkennen, dass es eine vergleichsweise breite Streuung der Kostenentwicklung größtenteils zwischen -50 % und +50 % gab. Die Umsatzentwicklung für den Großteil der Versorgungsgebiete streute sichtbar weniger. Ein ähnliches Bild zeigen die Umsatz- und Kostenentwicklungen von 2020 bis 2021 in Abbildung 36(ii). Für die beiden Folgejahre fällt auf, dass die Streuung vor allem der Umsatzentwicklungen sichtbar größer geworden ist und auch die der Kostenentwicklung zugenommen hat. Eindeutig erkennbar in Abbildung 36(iii) und Abbildung 36(iv) ist auch, dass Versorgungsgebiete mit sowohl gestiegenen Kosten/kWh als auch gestiegenen Erlösen/kWh häufiger anzutreffen sind. Die Verteilung der Punkte um die rote 45°-Gerade lässt jedoch den Schluss zu, dass in jedem Jahr über den gesamten Beobachtungszeitraum von 2019 bis 2023 Versorgungsgebiete sowohl mit gestiegenen Nettomargen (Punkte über der 45°-Geraden) als auch gesunkenen Nettomargen (Punkte unter der 45°-Geraden) zu beobachten sind. Dadurch ergibt sich ein differenziertes Bild für die österreichische Fernwärmebranche: **In keinem Jahr von 2019 bis 2023 kam es in einem Großteil der Versorgungsgebiete zu Verbesserungen der Nettomargen/kWh. Vielmehr war der Anteil der Versorgungsgebiete mit steigender Nettomarge/kWh in jedem Jahr in etwa gleich hoch wie der Anteil der Versorgungsgebiete mit sinkender Nettomarge/kWh.**

Über den Beobachtungszeitraum wurden sowohl Kostensteigerungen als auch Kostensenkungen überwiegend nicht vollständig an die Endkunden weitergegeben. Betrachtet man die Jahre 2021 bis 2023 und damit Abbildung 36(iii) und Abbildung 36(iv), so zeigt sich, dass relativ hohe Kostensteigerungen nur in geringem Umfang weitergegeben wurden, während relativ geringe Kostensteigerungen häufiger mit einer Weitergabe an die Endkunden einhergingen. **Je höher die Kostensteigerung in einem Versorgungsgebiet, desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit, dass auch gestiegene Nettomargen zu beobachten sein werden.**

Steigende Kosten/kWh stehen zwar in einem positiven Zusammenhang mit steigenden Erlösen/kWh, doch ist der Zusammenhang nicht 1:1, wie an den (blauen) Regressionsgeraden in Abbildung 36 zu erkennen ist. An diesen Regressionsgeraden fällt auch auf, dass sie relativ flach sind. In (i) und (ii) sind die Steigungen nahezu Null und in (iii) und (iv) liegen sie zwischen etwa 0,17 und 0,19. **Ein um einen Prozentpunkt höherer Anstieg der Gesamtkosten/kWh stand in den Jahren 2022 und 2023 mit einem um durchschnittlich 0,17 bis 0,19 Prozentpunkte höheren Anstieg der Erlöse/kWh im Zusammenhang.** In fast allen Versorgungsgebieten stiegen in den Jahren 2022 und 2023 die Erlöse/kWh, die Nettomargen jedoch tendenziell nur in jenen Versorgungsgebieten mit geringen Kostensteigerungen (oder sogar Kostensenkungen). Der Grund für dieses Muster liegt in den Preisgleitklauseln der FWU, welche die Kostenstruktur nicht widerspiegeln und in Jahren mit volatilen Brennstoffkosten (v. a. 2022 und 2023) ohne Tarifierpassung auch nicht vollständig abbilden können.

Abbildung 36: Erlöse und Kosten in Versorgungsgebieten (Veränderung in %)



Anmerkung: Die Gesamtkosten der KWK-Anlagen wurden nach der Marktwertmethode berechnet. Die rote 45°-Gerade zeigt, wo sich Nettoerlöse und Gesamtkosten im gleichen prozentuellen Ausmaß verändern. Die blaue Gerade stellt die Regression der prozentuellen Veränderung der Nettoerlöse/kWh auf die prozentuelle Veränderung der Gesamtkosten/kWh dar. Weitere Einflussfaktoren wurden im Regressionsmodell nicht berücksichtigt. Die Zahlen in Klammern oben links und unten rechts geben an, wie viele Ausreißer außerhalb der Darstellung oberhalb bzw. unterhalb der 45°-Geraden liegen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

An dieser Stelle muss betont werden, dass Abbildung 36 nicht alle Versorgungsgebiete abbildet. So gibt es Ausreißer mit Kosten- und Umsatzsteigerungen von mehr als 150 % und Kosten- und Umsatzeinbrüchen von mehr als -50 %. Starke Kosteneinbrüche sind i. d. R. das Resultat von ungewöhnlich hohen oder geringen und sogar negativen Kosten in den Vorjahren, denen jeweils

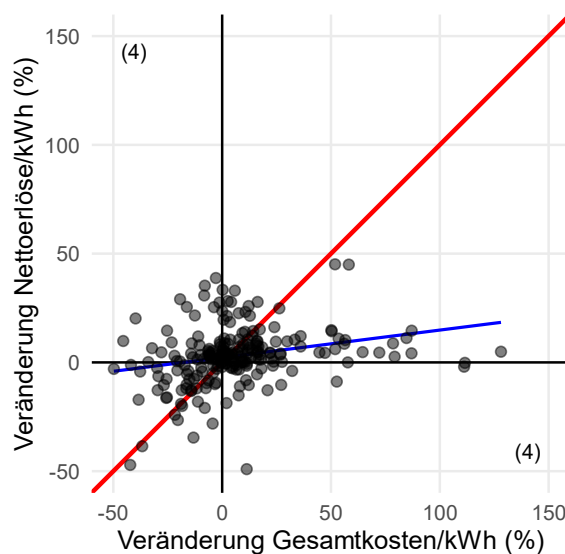
buchhalterische Gründe zugrundeliegen oder die mit bilanziellen Korrekturen erklärt werden können. Dies trifft grds. bei Versorgungsgebieten zu, die von FWU mit mehreren Versorgungsgebieten betrieben werden. Die anderen Ausreißer außerhalb der Darstellungsbereiche von Abbildung 36 sollen hier nicht detaillierter diskutiert werden, da sie weiter unten von der BWB ohnehin gemeinsam mit anderen Versorgungsgebieten im Zusammenhang mit der Frage geprüft wurden, in welchen Versorgungsgebieten in den Jahren 2022 und 2023 systematisch höhere Nettomargen erzielt werden konnten.

Das für die Jahre 2020 und 2021 in Abbildung 36(i) und Abbildung 36(ii) erkennbare Muster kann als Vergleichsmaßstab für „normale“ Jahre ohne extreme Preissprünge bei Brennstoffkosten herangezogen werden. Zwar gab es auch in den Jahren 2019 bis 2021 Ab- und Aufwärtsbewegungen in den Brennstoffpreisen, was auf Ressourcenmärkten ohnehin nicht unüblich ist, doch müssen die Preisexplosionen ab der zweiten Hälfte 2021 bis 2022 und die Preiseinbrüche 2023 als Entwicklungen jenseits der Norm bezeichnet werden. Eine Streuung von Erlös- und Kostenentwicklung, wie sie in (i) und (ii) in Abbildung 36 zu finden ist, ist in „normalen“ Jahren i. d. R. zu erwarten. **Eine starke Streuung der Kosten/kWh und eine geringe Streuung der Erlöse/kWh um jeweils Null ist in „normalen“ Jahren die Regel.** Dieses Muster ist im Jahr 2024 annähernd ebenso zu finden (Abbildung 37). Sichtbar

unterschiedlich ist die Streuung der Erlöse/kWh, die etwas größer ausfällt und größtenteils das Ergebnis von Nachwirkungen der beiden vorangegangenen Jahre ist. Aus Rückmeldungen an die BWB geht hervor, dass Preisänderungen aufgrund der in den Preisanpassungsklauseln verwendeten Indizes sowohl Kostensteigerungen als auch -reduktionen erst mit einer Verzögerung von einem Jahr oder auch erst 1,5 Jahren widerspiegeln. Das lässt sich anhand der Daten auch weitgehend bestätigen. Die Datenpunkte mit den höchsten Erlössteigerungen über der 45°-Geraden in Abbildung 37 entsprechen zum Großteil, jedoch nicht immer, Versorgungsgebieten, die sich in den beiden vorangegangenen Jahren mit starken Kostensteigerungen konfrontiert sahen, die erst allmählich und mit zeitlicher Verzögerung teilweise und nicht immer zur Gänze weitergegeben wurden. Um dieser mehrjährigen Perspektive, die auch FWU in der betriebswirtschaftlichen und strategischen Praxis einnehmen, gerecht zu werden, betrachten wir im Folgenden Erlös- und Kostenentwicklungen über mehrere Jahre.

Da es in den Jahren 2020 und 2021 keine systematischen Preissteigerungen jenseits der üblichen Anpassungen mit Streuungen um Null gegeben hat, wird im Folgenden auf eine Darstellung der Erlös- und Kostenentwicklungen von 2019 bis 2021 verzichtet. Abbildung 38 zeigt die kumulative Erlös- und Kostenentwicklung ab 2019 bis (i) 2022, (ii) 2023 und (iii) 2024. Auch über diese Mehrjahresperspektiven gibt es jeweils sowohl eine große Gruppe an Versorgungsgebieten mit gestiegenen Nettomargen als auch eine

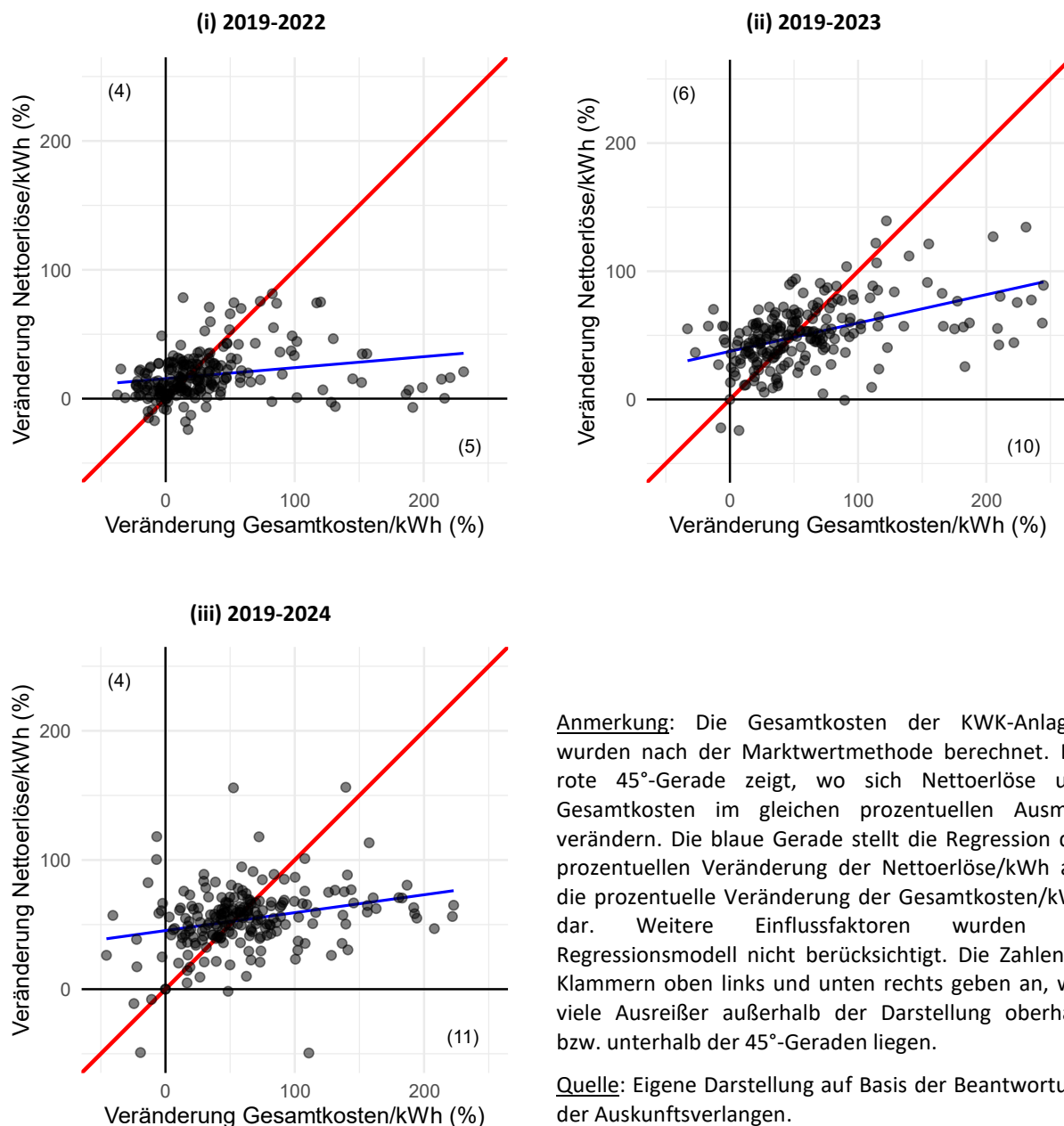
Abbildung 37: Erlöse und Kosten 2023-2024



Anmerkungen und Quelle: Siehe Abbildung 36.

vergleichbar große Gruppe an Versorgungsgebieten mit gesunkenen Nettomargen. Man erkennt eine ähnliche Streuung, wie man sie bereits bei den jährlichen Erlös- und Kostenentwicklungen in Abbildung 36 und Abbildung 37 beobachten konnte. Verwendet man 2020 oder 2021 statt 2019 als Ausgangsjahr, so würde eine Darstellung der Erlös- und Kostenentwicklungen von 2020 bis 2022 der in Abbildung 38(i) entsprechen, von 2020 bis 2023 oder von 2021 bis 2023 der in (ii) und von 2020 bis 2024 oder von 2021 bis 2024 der in (iii). Visuelle Unterschiede der bereits dargelegten Muster wären kaum zu entdecken, weswegen auf eine Darstellung von Grafiken mit Basisjahren 2020 oder 2021 verzichtet wurde.

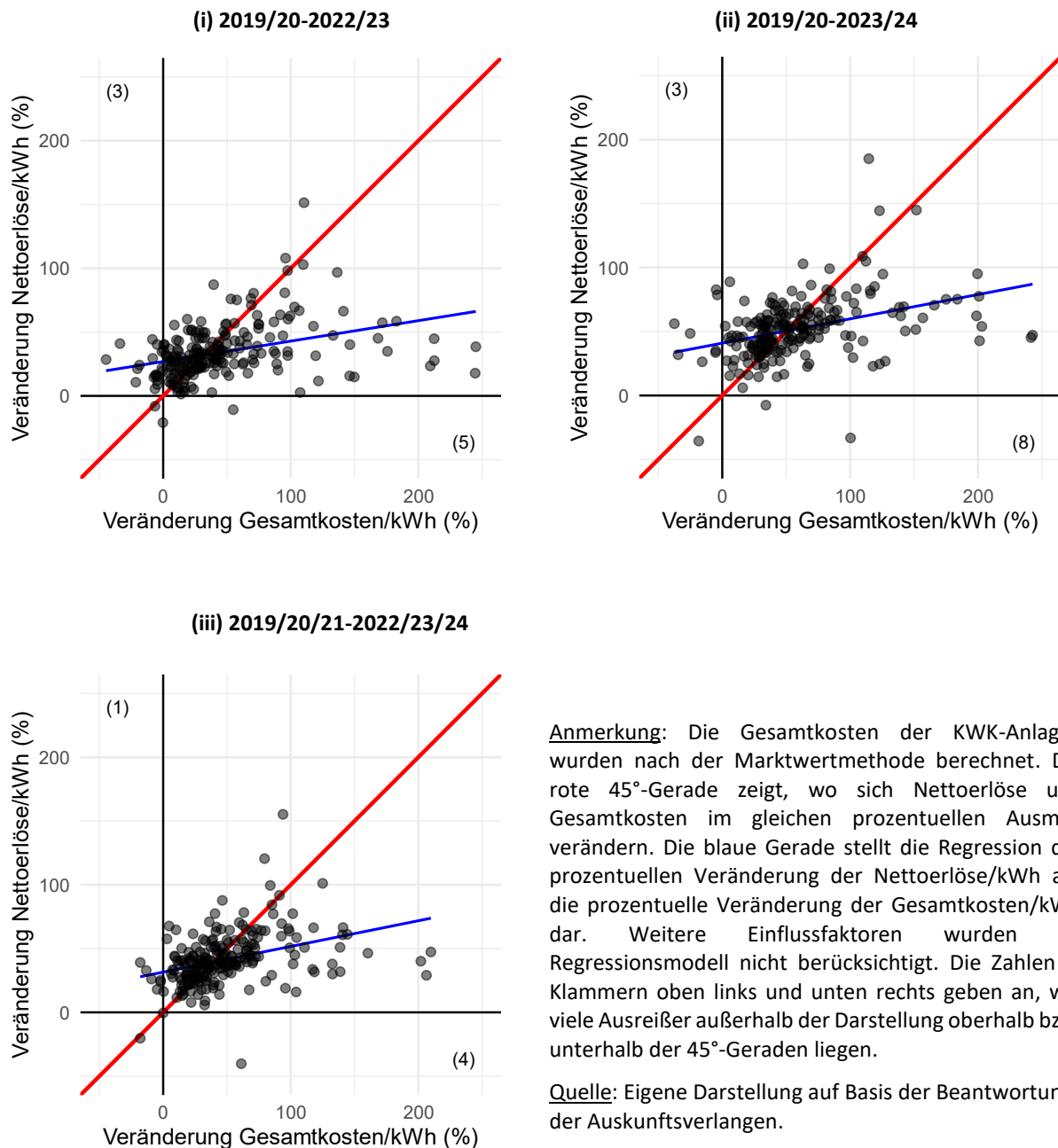
Abbildung 38: Kumulative Erlös- und Kostenentwicklung



Zuletzt zeigt auch eine Betrachtungsweise mit Mehrjahresblöcken keine Muster, die von den bereits erläuterten sichtbar abweichen. So aggregierte die BWB einmal zwei und einmal drei nachfolgende Jahre

und verglich diese Mehrjahresblöcke (z. B. 2019/2020 als zweijähriger Mehrjahresblock der Jahre 2019 und 2020) miteinander, wie Abbildung 39 zu entnehmen ist. Wieder gibt es sowohl große Gruppen an Versorgungsgebieten mit gestiegenen Nettomargen als auch vergleichbar große Gruppen an Versorgungsgebieten mit gesunkenen Nettomargen, unabhängig davon, ob es sich um zwei- oder dreijährige Mehrjahresblöcke handelt. Auch die Streuung der Umsatz- und Kostenentwicklung ist ähnlich wie in den bereits oben dargestellten Grafiken.

Abbildung 39: Mehrjährig kumulative Erlös- und Kostenentwicklung



Zusammenfassend lässt sich somit ein Teil der oben gezogenen Schlüsse bei jährlichen Betrachtungen für mehrjährige Betrachtungen übernehmen und entsprechend adaptieren:

- (1) Über die Krisenjahre 2022/2023 kam es in einer großen Gruppe an Versorgungsgebieten zu Verbesserungen der Gewinnmargen, jedoch auch zu Verschlechterungen in einer vergleichbar großen Gruppe an anderen Versorgungsgebieten.**
- (2) Je höher die Kostensteigerung in einem Versorgungsgebiet über einen bestimmten Zeitraum, desto geringer die Wahrscheinlichkeit gestiegener Nettomargen über denselben Zeitraum.**

Das bisher gezeichnete Bild in der Fernwärmebranche in Österreich erscheint also sehr differenziert. Charakteristisch ist die sehr hohe Schwankungsanfälligkeit von Kosten und in geringerem Ausmaß von Erlösen. Folglich schwanken auch Gewinne und Gewinnmargen über die Jahre erheblich. Dieser Umstand erschwert die Identifikation von auffälligen Versorgungsgebieten.

9.6.4. Auffällige Versorgungsgebiete

Weiter oben wurde bereits festgehalten, dass es auch in vergleichsweise „normalen“ Jahren, v. a. 2019 und 2020, eine beträchtliche Zahl von Versorgungsgebieten mit Verbesserungen der Nettomargen gibt. Zwar streuen Erlös- und Kostenentwicklungen in diesen Jahren jeweils um Null und in den Krisenjahren 2022/2023 jeweils weit über Null, was vor allem auf beträchtliche Steigerungen der für die Wärmeaufbereitung eingesetzten Brennstoffkosten zurückgeht, doch gibt es die Gemeinsamkeit einer Streuung um die 45°-Gerade. Die Streuung sowohl der Erlös- als auch der Kostenentwicklung ist dennoch wesentlich breiter. Im Folgenden widmet sich die BWB nun allen Versorgungsgebieten mit verbesserten Nettomargen. Ziel ist es, zu prüfen, inwieweit sich diese Entwicklungen durch die Kostenstruktur im Versorgungsgebiet oder innerhalb des FWU erklären lassen. Aus Sicht der BWB erscheint es hierfür zweckmäßig, die Prüfung auf eine mehrjährige Betrachtung zu stützen, wie sie bspw. in Abbildung 39 dargestellt ist. Dabei wurde wie folgt vorgegangen:

- (a) Versorgungsgebiete mit verbesserten Nettomargen wurden als unauffällig bzw. als durch die jeweilige Kostenstruktur erklärbar eingestuft, wenn der kumulierte Gewinn über den Betrachtungszeitraum oder die Nettomarge am Ende dieses Betrachtungszeitraums negativ waren.
- (b) Ebenfalls als erklärbar eingestuft wurden Versorgungsgebiete mit gestiegenen Nettomargen, wenn diese durch geringere Nettomargen in anderen Versorgungsgebieten desselben FWU kompensiert oder überkompensiert wurden. Voraussetzung hierfür war, dass die Nettoerlöse und Nettomargen des FWU die jeweiligen Medianwerte der Fernwärmebranche nicht erheblich überschreiten. Dies betrifft insbesondere FWU mit
 - (i.) negativem Gewinn oder
 - (ii.) gesunkener Nettomargeüber den Betrachtungszeitraum.

- (c) Schließlich wurden auch die verbleibenden Versorgungsgebiete als unauffällig eingestuft, deren Nettoerlöse und Nettomargen nahe oder unter dem jeweiligen Medianwert lagen.

Von den Versorgungsgebieten mit verbesserter Nettomarge wiesen im Zeitraum 2022 bis 2024 insgesamt knapp [25-35] % eine negative Nettomarge auf. Dieser Anteil mag auf den ersten Blick überraschend hoch erscheinen. Er lässt sich jedoch zu einem wesentlichen Teil durch drei Umstände erklären: (i) den finanziellen Ausgleich zwischen Versorgungsgebieten, (ii) den finanziellen Ausgleich zwischen verschiedenen Geschäftsbereichen und (iii) eine noch andauernde Ausbauphase mit Netzverdichtung.

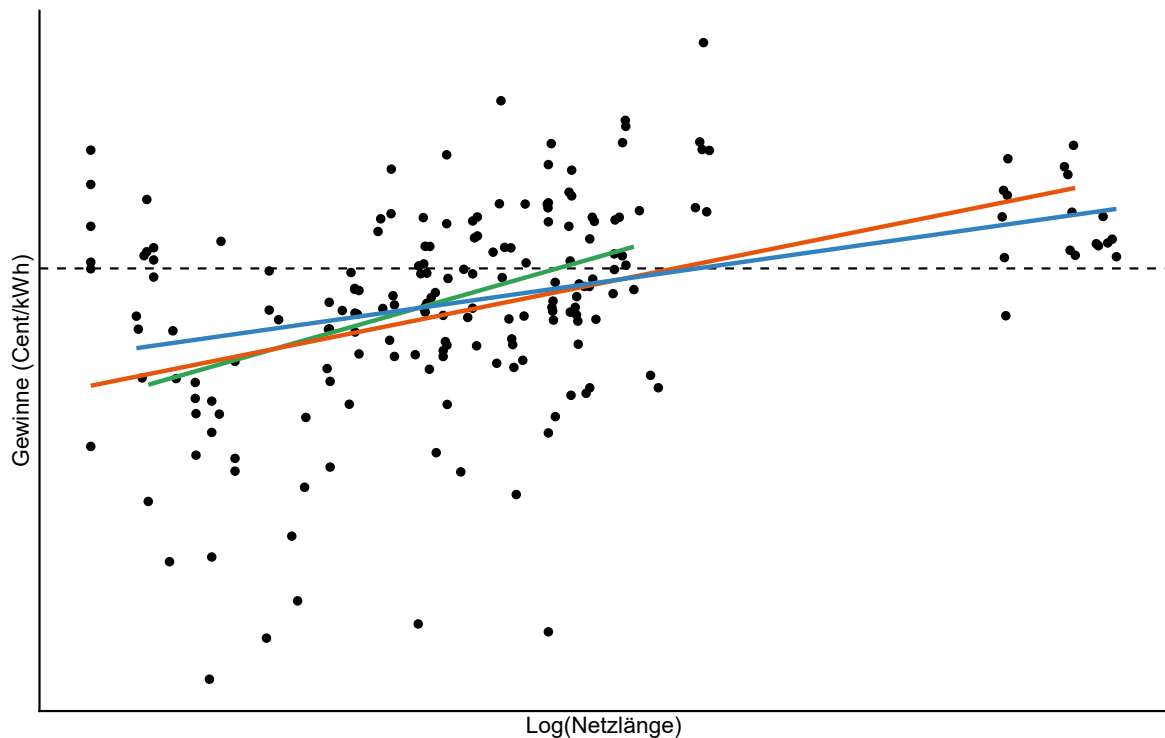
Viele Unternehmen in der analysierten Stichprobe betreiben mehrere Versorgungsgebiete. Die Daten deuten darauf hin, dass negative Margen kleinerer Versorgungsgebiete durch Überschüsse weniger, vergleichsweise großer Versorgungsgebiete ausgeglichen werden. Der Verlust in kleinen Versorgungsgebieten ist teilweise beträchtlich, während die hierfür erforderlichen Ausgleichsbeträge in Cent/kWh in den großen Versorgungsgebieten vernachlässigbar gering sind.

Abbildung 40 zeigt den Zusammenhang zwischen Gewinnen in Cent/kWh und Netzlänge in km von drei FWU. Bei der Berechnung der Gewinne blieben die von den FWU angegebenen Gemeinkosten des Versorgungsgebiets unberücksichtigt.¹²⁵ Um Vertraulichkeit zu gewährleisten, wurden die Zahlen auf den Achsen entfernt und die Punkte in der Grafik nicht nach Zugehörigkeit abgegrenzt. Lediglich die Regressionsgeraden (grün, orange und blau) wurden für jedes der drei FWU separat geschätzt und zeigen jeweils einen eindeutig positiven Zusammenhang zwischen den Gewinnen/kWh und der Netzlänge. Bei den kleinsten Versorgungsgebieten zeigt sich fast durchgehend ein Ausgleich durch Überschüsse mittelgroßer bis sehr großer Versorgungsgebiete.¹²⁶ An dieser Stelle ist jedoch anzumerken, dass dieser positive Zusammenhang nicht für alle FWU mit mehreren Versorgungsgebieten zu beobachten ist.

¹²⁵ Das sind Kosten, die dem gesamten Versorgungsgebiet inkl. Wärmeerzeugung ohnehin nicht eindeutig zugerechnet werden können, aber nach einem bestimmten Schlüssel zugerechnet werden. Dazu zählen nicht nur Kosten, die innerhalb des Geschäftsbereichs der Fernwärme bestimmten Versorgungsgebieten nicht eindeutig zugerechnet werden können, sondern gegebenenfalls auch Kosten, die über mehrere Geschäftsbereiche anfallen (z. B. Strom und Fernwärme) und so weder einem bestimmten Geschäftsbereich noch einem bestimmten Versorgungsgebiet im Geschäftsbereich der Fernwärme eindeutig zugerechnet werden können.

¹²⁶ Der Zusammenhang bliebe auch dann bestehen, würde man neben den Gemeinkosten des Versorgungsgebiets auch alle Abschreibungen, sowohl plan- als auch außerplanmäßige, bei der Berechnung der Gewinne unberücksichtigt lassen.

Abbildung 40: Gewinne vs. Netzgröße



Anmerkung: Aus Vertraulichkeitsgründen wurden keine Zahlen auf den Achsen abgetragen. Die gestrichelte Linie zeigt einen Gewinn (Cent/kWh) von null. Ein Punkt zeigt eine Log(Netzlänge)-Gewinne-Kombination für ein bestimmtes Versorgungsgebiet in einem bestimmten Jahr. Dasselbe Versorgungsgebiet ist also mehrfach, d. h. für mehrere Jahre, in die Grafik eingetragen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Beantwortung der Auskunftsverlangen.

Darüber hinaus gibt es einige Unternehmen in der Stichprobe, bei denen das Umsatzvolumen des Fernwärmegeschäfts im Vergleich zum Geschäftsbereich „Strom“ gering ist und ein beträchtlicher finanzieller Ausgleich vom Strom- auf den Fernwärmebereich festgestellt werden konnte.

Schließlich befinden sich einige Versorgungsgebiete noch in der Ausbauphase und weisen daher noch nicht die erwartete Netzdichte auf. Die laufenden Einzahlungen reichen dort oftmals noch nicht aus, um die mit dem Netz verbundenen Abschreibungen zu erwirtschaften, obwohl sie bereits einen positiven Liquiditätsbeitrag leisten können. In einigen Versorgungsgebieten haben sich zudem bestimmte Erwartungen, die den ursprünglichen Investitionsentscheidungen zugrunde lagen, etwa hinsichtlich der Netzverdichtung oder des Anschlusses eines Großkunden, nicht erfüllt. Eine Stilllegung des bereits errichteten Netzes stellt in solchen Fällen regelmäßig keine realistische Option dar. Eine negative Deckung kann daher die Folge sein, wenn zugleich darauf verzichtet wird, die Kosten durch entsprechend hohe Wärmepreise an die bestehenden Kunden weiterzugeben. Hohe Wärmepreise könnten wiederum die weitere Netzverdichtung erschweren.

Einige Unternehmen vereinheitlichen ihre Tarife für mehrere Versorgungsgebiete. In solchen Fällen können kleinere Versorgungsgebiete mit tendenziell höheren Kosten durch die positiven Ergebnisse in größeren Versorgungsgebieten desselben Unternehmens mitgetragen werden.

Um eine langfristige Betrachtungsweise in der Prüfung heranzuziehen, wurden Versorgungsgebiete als „unauffällig“ markiert, wenn die Gewinne über den gesamten Betrachtungszeitraum negativ waren. Selbst wenn die Nettomarge in den letzten Jahren des Betrachtungszeitraums gestiegen ist, musste in diesen Versorgungsgebieten ohnehin von einer Verbesserung der Profitabilität ausgegangen werden, um ein langfristiges Überleben und somit auch Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dementsprechend werden die gestiegenen Nettomargen dieser Versorgungsgebiete auch nicht mit einer langfristigen Umsatz- und Kostenentwicklung als unvereinbar betrachtet. Insgesamt trifft diese Konstellation auf weniger als 5 % aller Versorgungsgebiete mit gestiegenen Nettomargen zu.

Weniger als 5 % aller Versorgungsgebiete mit gestiegenen Nettomargen sind Teil von FWU mit insgesamt negativem Gewinn über den Betrachtungszeitraum (Punkt (c)(i)). Die Nettomargen von zumindest einem Teil der von diesen FWU betriebenen Versorgungsgebiete hätten in naher Zukunft ohnehin steigen müssen, um die Gewinnschwelle bzw. den Break-Even-Point zu erreichen. Darüber hinaus wurden in diesen Versorgungsgebieten zwar höhere Nettogewinne bzw. -margen erzielt, doch lagen die Nettoerlöse in allen Jahren unter den jeweiligen Medianerlösen (siehe Abbildung 23). Aus diesen Gründen lassen sich nach Einschätzung der BWB die höheren Nettomargen in diesen Versorgungsgebieten als unauffällig klassifizieren.

Schließlich kompensieren etwa [20–40] % aller Versorgungsgebiete mit gestiegenen Nettomargen Versorgungsgebiete mit gesunkenen Nettomargen nur teilweise, sodass die betreibenden FWU insgesamt sinkende Nettomargen über den Betrachtungszeitraum hinnehmen mussten. Betreibt ein FWU mehrere Versorgungsgebiete, führen die vergleichsweise stark variierenden Kosten bei gleichzeitig deutlich geringerer Variation der Preise bzw. Erlöse zu unterschiedlichen Entwicklungen der Profitabilität der einzelnen Versorgungsgebiete. Während die Nettomarge in einem Teil der Versorgungsgebiete steigt, sinkt sie in anderen. Dabei zeigt sich häufig eine gegenläufige Entwicklung zwischen aufeinanderfolgenden Jahren: Versorgungsgebiete, deren Nettomarge in einem Jahr gestiegen ist, weisen im Folgejahr häufig eine sinkende Nettomarge auf, während sich bei Versorgungsgebieten mit zuvor gesunkener Nettomarge im Folgejahr vielfach eine gegenläufige Entwicklung beobachten lässt.

Schließt man schließlich alle Versorgungsgebiete mit Nettoerlösen oder Nettogewinnen nahe am bzw. unter dem jeweiligen Medianwert aus, zeigen sich keine Hinweise auf systematische oder anhaltende Gewinnsteigerungen. Zwar kommt es in einzelnen Versorgungsgebieten und einzelnen Jahren zu kurzfristigen Anstiegen der Gewinnmargen, diese erweisen sich jedoch regelmäßig als nicht dauerhaft und werden in den Folgejahren teilweise oder vollständig wieder ausgeglichen. Betreibt ein FWU mehrere Versorgungsgebiete, kann dieser Ausgleich zudem durch gegenläufige Entwicklungen in anderen Versorgungsgebieten erfolgen, in denen die Gewinnmargen im selben oder im Folgejahr zurückgehen. Die beobachteten Veränderungen sind damit überwiegend kurzfristiger Natur und deuten nicht auf über einen längeren Zeitraum anhaltende Gewinnsteigerungen hin.

Der wesentliche Grund für kurzfristige, jedoch nicht systematisch anhaltende Gewinnsteigerungen liegt darin, dass Preisgleitklauseln und behördlich festgelegte Höchstpreise Kostenentwicklungen weder vollständig noch zeitgleich abbilden können. Während die Kosten erheblichen Schwankungen unterliegen, weisen die Erlöse eine deutlich geringere Volatilität auf. Dies führt zu Schwankungen der Gewinne in den einzelnen Versorgungsgebieten. Entsprechend zeigt sich in nahezu jedem Jahr sowohl eine Gruppe von Versorgungsgebieten mit gestiegenen als auch eine vergleichsweise große Gruppe mit gesunkenen Nettomargen. Dabei sind die Entwicklungen häufig gegenläufig: Versorgungsgebiete, deren Nettomargen in einem Jahr gestiegen sind, verzeichnen in den Folgejahren vielfach wieder sinkende Nettomargen, während umgekehrt zuvor gesunkene Nettomargen wieder ansteigen können. Auf Ebene der einzelnen Versorgungsgebiete gleichen sich kurzfristige Gewinnsteigerungen damit häufig im Zeitverlauf wieder aus.

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass die bisher gezogenen Schlüsse nicht wesentlich davon abhängen, ob die bei KWK-Einsatz angefallenen Kosten von den Unternehmen selbst oder von der BWB mithilfe der Marktwertrechnung dem Fernwärmeprodukt zugeordnet werden. Zwar gibt es Unterschiede in einzelnen Jahren, die aber über den gesamten Betrachtungszeitraum nur in geringem Ausmaß zum Tragen kommen. Aus diesem Grund wird auf eine detaillierte Darstellung der Gewinnanalyse in einzelnen Versorgungsgebieten auf Grundlage der von den Unternehmen eigenständig zugeordneten Kosten bei Einsatz von KWK-Anlagen verzichtet.

Fazit: Die detaillierte Analyse der Versorgungsgebiete hat ein sehr differenziertes Bild zu Tage gefördert. Die Variation in Erlösen und Kosten sind vielfach beträchtlich, sodass in jedem Jahr Versorgungsgebiete mit gestiegenen und andere mit gesunkenen Nettomargen identifiziert werden können. Die Anzahl der Versorgungsgebiete in diesen beiden Gruppen ist regelmäßig vergleichbar groß, und das unabhängig vom Betrachtungszeitraum.¹²⁷ Dabei kehren sich die Entwicklungen zwischen aufeinanderfolgenden Jahren häufig um: Auf gestiegene Nettomargen folgen vielfach sinkende und auf gesunkene Nettomargen wieder steigende. **Die Analyse zeigt keine systematischen Gewinnsteigerungen der FWU. Somit ergeben sich keine Hinweise auf missbräuchliche Preiserhöhungen in der Fernwärmebranche in Österreich, die sich nicht durch die Kostenstruktur in den Versorgungsgebieten oder der jeweiligen FWU plausibilisieren lassen. Es ergeben sich damit auch keine Hinweise darauf, dass die FWU das inflationäre Umfeld während der Krisenjahre 2022 und 2023 dazu genutzt haben, ihre Gewinnmargen zu steigern.** Ein Preishöhenmissbrauch bzw. ein potenzieller Kartellrechtsverstoß kann dadurch jedoch nicht abschließend ausgeschlossen werden. Dies bedarf einer detaillierten Einzelfallprüfung im Rahmen eines kartellrechtlichen Verfahrens. Eine Branchenuntersuchung ist für Detailprüfungen einer Vielzahl von strukturell unterschiedlichen Märkten nicht das geeignete Instrument.

¹²⁷ Betrachtet wurden folgende Zeiträume: (i) 2019 vs. 2023/24, (ii) 2019 vs. 2022/23/24, (iii) 2019/20 vs. 2023/24, (iv) 2019/20 vs. 2022/23/24, (v) 2019/20/21 vs. 2022/23/24.

9.7. Preisvergleichsanalyse

Mit der in diesem Bericht vorgelegten Untersuchung von rund 250 bis 300 Fernwärmeversorgungsgebieten in Österreich kommt die BWB zu dem Schluss, dass ein unmittelbarer Vergleich der Versorgungsgebiete nur sehr eingeschränkt bis kaum möglich ist. Die strukturellen Unterschiede zwischen den Versorgungsgebieten sind vielfach zu groß, um die Marktergebnisse in einem Versorgungsgebiet oder in einer hinreichend homogenen Gruppe von Versorgungsgebieten – sofern eine solche Gruppierung überhaupt möglich ist – als plausible und nachvollziehbare Bezugsgrößen zur wettbewerblichen Beurteilung des Marktergebnisses in einem anderen Versorgungsgebiet zu nutzen. Die Unterschiede zwischen den Versorgungsgebieten sind vielfältig und lassen sich kaum vollständig erfassen. Die folgende Auswahl an Faktoren beeinflusst nach Einschätzung der BWB die Kostenstruktur, die Erlössituation und damit letztlich auch die Erfolgskennzahlen erheblich, wodurch die Vergleichbarkeit der Versorgungsgebiete eingeschränkt wird:

- 1. Brennstoffmix:** Der Brennstoffmix ist auch innerhalb eines Versorgungsgebiets nicht notwendigerweise über die Jahre konstant. Teilweise werden Energieträger durch andere ersetzt oder in ihrer Bedeutung zurückgedrängt. Zudem werden neue Wärmeerzeugungsanlagen in Betrieb genommen oder bestehende Anlagen technologisch umgestellt (bspw. von einer KWK-Anlage mit gleichzeitiger Strom- und Wärmeerzeugung auf eine reine Wärmeerzeugung). Auch die Einspeisung industrieller Abwärme kann die Kostenstruktur der Wärmeaufbringung in einem Versorgungsgebiet erheblich verändern. Solche Veränderungen wirken sich zudem nicht zwangsläufig unmittelbar auf die Kostenstruktur aus, sondern können sich erst mit zeitlicher Verzögerung vollständig in den Kosten und Erfolgskennzahlen niederschlagen.
- 2. KWK-Anlagen:** Beim Einsatz von KWK-Anlagen entstehen gemeinsame Kosten für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme. Diese gemeinsamen Kosten sind auf die beiden Produkte aufzuteilen bzw. den jeweiligen Produkten zuzurechnen. Unter sonst gleichen Bedingungen (z. B. bei gleichem Brennstoffmix) sind die dem Fernwärmeprodukt zugewiesenen Brennstoffkosten daher in der Regel geringer als bei einer reinen Wärmeerzeugung in einem Heizwerk. Zudem können die Erlöse aus der Stromerzeugung als Nebenprodukt die Kosten der Wärmeaufbringung reduzieren.
- 3. Kundenzusammensetzung:** Der jeweilige Anteil von Privathaushalten, Wohnanlagen, Gewerbe- und Industriekunden sowie öffentlichen Einrichtungen beeinflusst die Zusammensetzung von Tarifen und Bedeutung einzelner Tarife in den Nettoerlösen und somit auch Gewinnen. Selbst wenn zwei Versorgungsgebiete eine vergleichbare Kundenzusammensetzung aufweisen, können sich die Preise für einzelne Kundengruppen deutlich unterscheiden. So könnten beispielsweise in einem Versorgungsgebiet die Preise für Privathaushalte höher, jene für Gewerbekunden hingegen niedriger sein als in einem anderen Versorgungsgebiet, während die durchschnittlichen Kosten je kWh und die Gewinne über alle Kundengruppen hinweg vergleichbar sind. Solche unterschiedlichen Formen der Mischkalkulation sind in der Praxis verbreitet und erschweren die Beurteilung, ob die Preise für Privathaushalte in einem bestimmten Versorgungsgebiet unangemessen hoch sind.

- 4. Altverträge:** Wie auf den Strommärkten ist auch bei Fernwärme eine gewisse Wechselträgheit von Kunden zwischen bestehenden und neu angebotenen Tarifen zu beobachten. Bietet ein Fernwärmeversorgungsunternehmen (FWU) einen neuen, günstigeren Tarif transparent an – was bei einigen der von der BWB analysierten FWU mehrfach beobachtet wurde –, wechseln Kunden nicht notwendigerweise unmittelbar von ihren bestehenden Verträgen in den günstigeren Tarif. Das Preisniveau von Altverträgen kann daher nicht ohne Weiteres als Hinweis auf eine wettbewerblich auffällige Preisgestaltung interpretiert werden, wenn gleichzeitig günstigere Tarife verfügbar sind und von den Kunden nicht in Anspruch genommen werden. Eine solche Wechselträgheit kann kurzfristig auch zu höheren durchschnittlichen Nettoerlösen und Gewinnen je kWh im gesamten Versorgungsgebiet führen. Umgekehrt finden sich in den Daten auch Fälle, in denen Neukundenverträge höhere Preise aufweisen als bestehende Altverträge.
- 5. Alter des Versorgungsgebiets:** Je älter das Versorgungsgebiet, desto älter sind in fast allen Fällen auch die Rohrleitungen. Ältere Rohrleitungen entsprechen jedoch nicht den heutigen Standards hinsichtlich Rohrisolierung und Wärmedämmung. Dies kann zu höheren Wärmeverlusten im Netz und damit zu einer höheren Wärmeaufbringungsmenge je abgesetzter kWh führen. Entsprechend kann das Alter des Versorgungsgebiets die Kostenstruktur und damit auch die Gewinnsituation beeinflussen.
- 6. Vorlauf- und Rücklauftemperatur:** Die Höhe der Vorlauf- und Rücklauftemperatur beeinflusst die Wärmeverluste eines Fernwärmenetzes. Je größer die Temperaturdifferenz zwischen dem Fernwärmewasser und der Umgebung ist, desto höher sind grundsätzlich die Wärmeverluste. Während die Vorlauftemperatur vom Fernwärmeversorgungsunternehmen (FWU) weitgehend gesteuert werden kann, ist die Rücklauftemperatur nur eingeschränkt beeinflussbar. Sie hängt maßgeblich von der technischen Ausgestaltung und dem Betriebsverhalten der Anlagen auf Kunden-seite ab, die sich grundsätzlich im Eigentum bzw. Einflussbereich der Abnehmer befinden. Unterschiedliche Rücklauftemperaturen können daher auch bei ansonsten vergleichbaren Versorgungsgebieten zu unterschiedlichen Netzverlusten und Wärmeaufbringungskosten führen.
- 7. Einzelverzählerung vs. Summenverzählerung:** Bei der Einzelverzählerung wird die Wärmemenge bis zur jeweiligen Wohnungseinheit geliefert und dort separat erfasst. Bei der Summenverzählerung wird hingegen die gesamte an ein Gebäude bzw. eine zusammengefasste Kundeneinheit, z. B. einen Wohnblock, gelieferte Wärmemenge über einen gemeinsamen Zähler erfasst. Die bis zum Übergabepunkt auftretenden Wärmeverluste werden bei der Einzelverzählerung somit vom FWU direkt getragen und in den Wärmepreisen berücksichtigt. Bei der Summenverzählerung werden die gebäudeinternen Wärmeverluste hingegen vom Endkunden in Form eines höheren Verbrauchs getragen. Da der Wärmeverbrauch bei der Summenverzählerung auch die gebäudeinternen Wärmeverluste umfasst, ist ein geringerer Preis je kWh im Vergleich zur Einzelverzählerung nicht notwendigerweise mit einer geringeren tatsächlichen Kostenbelastung für die Endkunden verbunden.

- 8. Wärmelinienendichte:** Die Wärmelinienendichte gibt die jährlich abgegebene Wärmemenge je Trassenmeter an. Je geringer die Wärmelinienendichte, desto höher sind bei ansonsten gleichen Bedingungen die relativen Netzverluste, da die physikalisch bedingten Wärmeverluste der Rohrleitungen im Verhältnis zu einer geringeren abgesetzten Wärmemenge stehen. Die Höhe der Wärmeverluste hängt dabei insbesondere von der Trassenlänge, der Temperaturdifferenz zwischen dem Fernwärmenetz und der Umgebung sowie der Dämmqualität der Rohrleitungen ab. Eine geringe Wärmelinienendichte kann somit zu höheren Wärmeeufbringungskosten und damit auch zu höheren Wärmepreisen führen.
- 9. Netzverdichtungspotenzial:** Ein Versorgungsgebiet mit hohem Netzverdichtungspotenzial, also mit der Aussicht auf zahlreiche zusätzliche Anschlüsse an das bestehende Netz, kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt vergleichsweise hohe Netzverluste aufweisen. Zum einen ist die Wärmelinienendichte aufgrund der noch geringen Anschlussdichte niedrig, zum anderen können die bestehenden Rohrleitungen im Hinblick auf künftig erwartete zusätzliche Anschlüsse überdimensioniert sein. Mit zunehmender Netzverdichtung können sich die spezifischen Netzverluste daher verringern und die Auslastung der bestehenden Infrastruktur verbessern. Hohe Fernwärmepreise sind in solchen Versorgungsgebieten grundsätzlich nicht ungewöhnlich, werden jedoch mitunter bewusst vermieden, um die Attraktivität zusätzlicher Anschlüsse nicht zu beeinträchtigen und die geplante Netzverdichtung nicht zu gefährden.
- 10. Wärmeeufbringung durch Eigen- oder Fremdanlagen:** Abhängig von der Verhandlungsmacht und der produktiven Effizienz der eingesetzten Anlagen können sich die Wärmeeufbringungskosten bis zur Einspeisung erheblich unterscheiden, selbst wenn in den jeweiligen Anlagen dieselben Brennstoffe eingesetzt werden. Darüber hinaus kann es einen wesentlichen Unterschied machen, ob die Wärme durch eigene Anlagen des FWU oder durch Fremdanlagen eines externen Wärmelieferanten erzeugt wird. Bei der Wärmeeufbringung über eine Eigenanlage entfällt grundsätzlich ein zusätzlicher Gewinnaufschlag eines externen Wärmelieferanten. Gleichzeitig kann eine Fremdanlage jedoch eine höhere produktive Effizienz und dadurch niedrigere Erzeugungskosten aufweisen als eine Eigenanlage. Selbst unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Gewinnaufschlags kann die Wärmebeschaffung über eine Fremdanlage daher zu niedrigeren Kosten führen. Welcher dieser gegenläufigen Effekte überwiegt, lässt sich *ex ante* nicht ohne Weiteres bestimmen.
- 11. Standort der Wärmeerzeugungsanlagen:** Die Standorte von Heiz- und Heizkraftwerken können aufgrund örtlicher Gegebenheiten, der Verfügbarkeit geeigneter Grundstücke oder logistischer Anforderungen nicht immer zentral innerhalb eines Netzgebiets gewählt werden. Liegen die Wärmeerzeugungsanlagen in größerer Entfernung von den Abnehmern, können dadurch längere Transportwege und zusätzliche Wärmeverluste entstehen. Die Folge sind höhere Kosten.
- 12. Sommerbetrieb:** Während der Sommermonate ist die Auslastung von Fernwärmenetzen aufgrund des geringeren Wärmebedarfs, insbesondere für die Raumheizung, deutlich niedriger. Die für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung weiterhin anfallenden Wärmeverluste verteilen

sich daher auf eine geringere abgesetzte Wärmemenge. Insbesondere bei der ganzjährigen Bereitstellung von Warmwasser kann der Sommerbetrieb somit zu höheren prozentualen Wärmeverlusten über das gesamte Jahr beitragen.

- 13. Finanzieller Ausgleich und Umverteilung:** Bei FWU mit einer Vielzahl von Versorgungsgebieten kann es zu einem finanziellen Ausgleich zwischen einzelnen Versorgungsgebieten kommen. Oftmals tragen größere bzw. ertragreichere Versorgungsgebiete dazu bei, kleinere oder derzeit weniger rentable Versorgungsgebiete zu stützen. Die Preise in größeren Versorgungsgebieten könnten dadurch etwas erhöht sein, um in kleineren Versorgungsgebieten attraktive Preise zu ermöglichen, die ansonsten beträchtlich höher sein müssten, die Nachverdichtung und damit den Weg aus der Verlustzone jedoch erschweren würden. Die Preise in gestützten und stützenden Versorgungsgebieten sind somit mit Preisen in anderen Versorgungsgebieten, die weder einen finanziellen Ausgleich erhalten noch einen Ausgleich erbringen, schwer vergleichbar. Selbst innerhalb von Versorgungsgebieten finden Umverteilungen zwischen einzelnen Tarifen statt, womit wiederum die Vergleichbarkeit erschwert wird.
- 14. Nicht realisierte Anschluss- und Investitionsprognosen:** In Einzelfällen wurde der BWB mitgeteilt, dass Netzverluste aufgrund von nicht eingetretenen Anschlussentwicklungen dauerhaft auf einem höheren Niveau verblieben. Die Netzinfrastruktur wurde dabei teilweise in Erwartung einer höheren zukünftigen Auslastung dimensioniert, ohne dass sich die erwarteten zusätzlichen Anschlüsse tatsächlich realisierten. Da eine Stilllegung des gesamten Versorgungsgebiets in solchen Fällen in der Regel keine realistische Option darstellt, müssen die daraus resultierenden höheren Kosten über die Preise aufgefangen werden. Dies kann entweder zu höheren Preisen im betroffenen Versorgungsgebiet oder – bei einem unternehmensinternen finanziellen Ausgleich – zu einer entsprechenden Belastung anderer Versorgungsgebiete führen.
- 15. Anschluss oder Abtrennung von Großkunden:** Abhängig von der Abnahmemenge eines Großkunden im Verhältnis zur insgesamt im Versorgungsgebiet abgesetzten Wärmemenge kann dessen Anschluss oder Abtrennung die Kosten- und Erlösstruktur eines Versorgungsgebiets erheblich beeinflussen. Darüber hinaus kann der Wegfall oder die Hinzunahme eines Großkunden die Möglichkeit beeinflussen, unterschiedliche Kundengruppen innerhalb des Versorgungsgebiets oder andere weniger rentable Versorgungsgebiete finanziell auszugleichen.
- 16. Rabatte:** Die in den Tarifblättern ausgewiesenen Tarife und Preisbestandteile werden teilweise durch Rabatte ergänzt. Der tatsächlich erzielte bzw. effektive Preis/kWh kann dadurch unter dem in den Tarifblättern ausgewiesenen Preis liegen. Ein Vergleich ausschließlich der veröffentlichten, unrabattierten Tarife kann daher zu einer verzerrten Einschätzung der tatsächlich von den Kunden entrichteten Preise führen.
- 17. Preisbescheide:** In einigen Versorgungsgebieten werden Preise durch behördliche Preisbescheide von oben begrenzt. Die Preisgestaltung des FWU unterliegt damit anderen Rahmenbedingungen als in Versorgungsgebieten, in denen die Preise ohne eine entsprechende behördliche Begren-

zung festgelegt werden. Ein aussagekräftiger Vergleich mit Versorgungsgebieten ohne Preisbescheide ist kaum möglich, da Preisbescheide nicht veröffentlicht werden und nicht nachvollzogen werden kann, auf welcher Kostenbasis und unter welchen Annahmen der jeweils zulässige Höchstpreis ermittelt wurde.

18. Unbekannte Anschlusskosten: In einigen, insbesondere ländlich geprägten Versorgungsgebieten wird zwischen dem FWU und den Endkundinnen und Endkunden individuell vereinbart, welchen Anteil der Anschlusskosten der jeweilige Kunde selbst trägt. Die Höhe dieses Eigenanteils kann sich dabei auf den laufenden Grundpreis auswirken, sodass innerhalb eines Versorgungsgebiets unterschiedliche Grundpreise für vergleichbare Anschlüsse bestehen können. Generell bestehen Unterschiede zwischen den FWU, wie hoch der Eigenanteil bei den Anschlusskosten ist, weswegen ein – im Grundpreis versteckter – verbliebener Rest an Anschlusskosten meist unbekannt ist. Ohne Kenntnis und Berücksichtigung der Anschlusskosten ist ein Vergleich der Grundpreise für Endverbraucherinnen und Endverbraucher jedoch nur eingeschränkt möglich.

Da ein direkter Preisvergleich aufgrund der oben dargestellten Faktoren nur eingeschränkt aussagekräftig ist, verbleibt nur eine Analyse der Gewinne/kWh und der Gewinnmargen. Auch diese Kennzahlen sind jedoch insbesondere bei einer Betrachtung einzelner Jahre mit Vorsicht zu interpretieren. Kosten können von Jahr zu Jahr deutlich stärker schwanken als Umsätze, sodass sich kurzfristig erhebliche Schwankungen der Gewinne und Gewinnmargen ergeben können, ohne dass sich dadurch notwendigerweise eine missbräuchliche Preisgestaltung ableiten lässt.

Aussagekräftiger ist daher eine Betrachtung über mehrere Jahre, wie sie auch bei unternehmerischen Investitionsentscheidungen eine wesentliche Grundlage bildet. Diesen Ansatz hat die BWB auch für die vorliegende Analyse gewählt. Diese Einordnung beruht jedoch nicht auf einem Vergleich strukturell gleichartiger mit strukturell unterschiedlichen Versorgungsgebieten. Vielmehr wurde untersucht, inwieweit beobachtete Preisentwicklungen durch entsprechende Veränderungen der Kosten erklärt werden können. Ausgangspunkt ist dabei die Erwartung, dass sich die Gewinnmargen über einen längeren Zeitraum grundsätzlich nicht systematisch erhöhen oder verringern. Eine erhöhte Gewinnmarge in einem einzelnen Jahr ist daher nicht zwangsläufig als auffällig einzustufen, wenn ihr eine entsprechend niedrigere Gewinnmarge in einem anderen Jahr gegenübersteht und sich über den gesamten Betrachtungszeitraum keine dauerhafte Veränderung der Margen erkennen lässt.

9.8. Zusammenfassung

Im Aggregat, d. h. alle Versorgungsunternehmen und FWU in Summe betrachtend, kam es auf Grundlage der von den FWU übermittelten Kostendaten zu keinen Verbesserungen der Gewinnmargen in den Krisenjahren 2022/23 oder im Folgejahr 2024. Die Situation ändert sich im Jahr 2022 ein wenig, wenn die von der BWB herangezogene Marktwertrechnung zur Verteilung der Kosten bei Einsatz von KWK-Anlagen herangezogen wird. Mit dieser Methode lässt sich ein starker Anstieg der Gewinne in Cent/kWh und der Gewinnmargen im Jahr 2022 errechnen. Der Grund hierfür liegt jedoch weniger in den gestiegenen Fern-

wärmepreisen, die auch tatsächlich und teilweise beträchtlich gestiegen sind, sondern vor allem an wesentlich und teils um ein Vielfaches stärker gestiegenen Strompreisen. Nach Marktwertmethode müssten dadurch weniger der von den FWU angegebenen Kosten dem Fernwärmeprodukt und somit mehr dem Geschäftsbereich „Strom“ zugerechnet werden. Als Konsequenz steigen die Gewinnmargen bei Fernwärme. Über eine Mehrjahresbetrachtung zeigt sich jedoch, dass die Gewinnmargen im Zeitraum 2022 bis 2024 gegenüber dem Zeitraum 2019 bis 2021 jedenfalls gesunken sind.

Die detaillierte Analyse der einzelnen Versorgungsgebiete zeigt ein differenziertes Bild. Sowohl die Erlöse als auch die Kosten weisen teilweise erhebliche Schwankungen auf, sodass sich in jedem Jahr sowohl Versorgungsgebiete mit gestiegenen als auch mit gesunkenen Nettomargen finden. Die beiden Gruppen sind dabei regelmäßig von vergleichbarer Größe und dies unabhängig vom gewählten Betrachtungszeitraum. Zudem kehren sich die Entwicklungen zwischen aufeinanderfolgenden Jahren häufig um: Auf gestiegene Nettomargen folgen vielfach sinkende und auf gesunkene Nettomargen wieder steigende. Grund hierfür ist insbesondere die hohe Schwankungsanfälligkeit der Kosten, die durch Preisgleitklauseln oder regulierte Höchstpreise nicht vollständig abgebildet werden kann. Dadurch kommt es zu volatilen Gewinnmargen und regelmäßig zu annähernd gleich großen Gruppen von Versorgungsgebieten mit steigenden bzw. sinkenden Gewinnmargen. Ein Versorgungsgebiet kann daher in einem Jahr als „Gewinner“ erscheinen, in einem anderen Jahr jedoch ein „Verlierer“ sein.

Insgesamt zeigt die Analyse keine systematischen oder anhaltenden Gewinnsteigerungen der FWU. Damit ergeben sich zum Zeitpunkt des Abschlusses der Branchenuntersuchung keine Hinweise auf missbräuchliche Preiserhöhungen in der österreichischen Fernwärmebranche, die sich nicht durch die Kostenstruktur der Versorgungsgebiete oder der jeweiligen FWU plausibilisieren lassen. Insbesondere finden sich keine Hinweise darauf, dass FWU das inflationäre Umfeld während der Krisenjahre 2022 und 2023 dazu genutzt haben, ihre Gewinnmargen nachhaltig zu erhöhen. Ein Preishöhenmissbrauch bzw. ein potenzieller Kartellrechtsverstoß kann dadurch jedoch nicht abschließend ausgeschlossen werden. Dies bedarf einer detaillierten Einzelfallprüfung im Rahmen eines kartellrechtlichen Verfahrens. Eine Branchenuntersuchung ist für die Detailprüfung einer Vielzahl strukturell unterschiedlicher Märkte nicht das geeignete Instrument.

10. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Fernwärmepreis von Jänner 2019 bis Juli 2026	22
Abbildung 2: Gemeinden mit abgefragten Fernwärmenetzen	27
Abbildung 3: Österreichweit verwendete Brennstoffe in der Fernwärmeerzeugung	58
Abbildung 4: Österreichweit aggregierte Kosten pro eingespeister Wärme	59
Abbildung 5: Herkunft der Wärmeeinspeisung je Netzgebiet, gewichtet	61
Abbildung 6: Ziele, die zur Entscheidung für eine Einspeisung geführt haben (Nennung von bis zu 4 Zielen)	66
Abbildung 7: Bedeutung bzw. Rolle der Merkmale bei der Entscheidung, Wärme einzuspeisen	66
Abbildung 8: Gezielt Förderungen erhalten im Zusammenhang mit der Einspeisung	67
Abbildung 9: Bedeutung der Einspeisung für die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit	67
Abbildung 10: Positiver Deckungsbeitrag bei der laufenden Einspeisung	68
Abbildung 11: Hindernisse im Zuge der Vorbereitung zur erstmaligen Einspeisung und aktueller Problembereich	69
Abbildung 12: Netzlänge der Fernwärmegebiete auf Unternehmensebene	73
Abbildung 13: Leitungsverluste	75
Abbildung 14: Eingespeiste Wärme auf Unternehmensebene	78
Abbildung 15: Nettoumsatz pro entnommene Wärme auf Unternehmensebene	79
Abbildung 16: Vergleich des Nettoumsatzes von privaten und gewerblichen Tarifen	83
Abbildung 17: Aufteilung der befragten Großabnehmer in Sektoren	86
Abbildung 18: Auswirkung eines um 10 % höheren Fernwärmepreises auf Produkt- bzw. Exportpreise	88
Abbildung 19: Nur exportierende Unternehmen: Ist Fernwärme für die internationale Wettbewerbsfähigkeit relevant?	88
Abbildung 20: Gewichteter Durchschnittserlös (Cent/kWh)	115
Abbildung 21: Veränderung der Nettoerlöse nach Preiskomponenten (in Cent/kWh)	117
Abbildung 22: Gewichteter Durchschnittserlös nach Preiskomponenten (Cent/kWh)	118
Abbildung 23: Verteilung der Erlöse (Cent/kWh) in Versorgungsgebieten	120
Abbildung 24: Jährliche Veränderung der Nettoerlöse (Cent/kWh) in Versorgungsgebieten	122
Abbildung 25: Kumulierte Veränderung der Nettoerlöse gegenüber 2019 (Cent/kWh)	123
Abbildung 26: Gewichtete Durchschnittskosten (Cent/kWh)	125
Abbildung 27: Veränderung der Gesamtkosten nach Kostenkomponenten (Cent/kWh)	126
Abbildung 28: Gewichtete Durchschnittskosten nach Kostenkomponenten (Cent/kWh)	127
Abbildung 29: Verteilung der Gesamtkosten/kWh	129
Abbildung 30: Jährliche Veränderung der Gesamtkosten (Cent/kWh)	131
Abbildung 31: Kumulative Änderung der Gesamtkosten gegenüber 2019 (Cent/kWh)	132
Abbildung 32: Aggregierte Gewinne/Nettomarge (Original)	133
Abbildung 33: Aggregierte Gewinne/Nettomarge (Marktwertmethode)	136
Abbildung 34: Verteilung der FWU-Gewinne in Cent/kWh	137

Abbildung 35: Verteilung der FWU-Gewinne vor Abschreibungen in Cent/kWh	138
Abbildung 36: Erlöse und Kosten in Versorgungsgebieten (Veränderung in %)	141
Abbildung 37: Erlöse und Kosten 2023-2024	142
Abbildung 38: Kumulative Erlös- und Kostenentwicklung	143
Abbildung 39: Mehrjährig kumulative Erlös- und Kostenentwicklung	144
Abbildung 40: Gewinne vs. Netzgröße	147

11. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wertschöpfungskette	56
Tabelle 2: Betroffene Wirtschaftszweige bei der Befragung von Einspeisern	64
Tabelle 3: Versorgungsgebiete nach Netzgrößen	112
Tabelle 4: Versorgungsgebiete nach Netzgrößen 2024 mit Nutzung von 2019 bis 2024	113

Bundeswettbewerbsbehörde

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 1 245 08 - 0

wettbewerb@bwb.gv.at

bwb.gv.at