

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

10. Sektorgutachten der Monopolkommission

Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	1
Kurz gefasst	3
Kapitel 1	
Einleitung	6
Kapitel 2	
Strommarkt und Netzentgelte effizient gestalten	9
2.1 Netzkosten als Treiber der Strompreise	9
2.2 Netzdienlichkeit wird immer wichtiger, aber kaum berücksichtigt	12
2.3 First-Best: Nodale Strombepreisung	16
2.3.1 Effizienzgewinne heben.....	17
2.3.2 Risiken des Nodal Pricing sind lösbar.....	18
2.4 Second-Best: Strompreiszonen.....	19
2.4.1 Vorteile einer Preiszonenteilung.....	21
2.4.2 Hindernisse adressieren	22
2.5 Third-Best: Reform der Netzentgeltsystematik	24
2.5.1 Netzentgeltsystematik wird durch die Bundesnetzagentur festgelegt	26
2.5.2 Regional differenzierte Netzentgelte.....	28
2.5.3 Zeitlich variable Netzentgelte	30
2.5.3.1 Smart-Meter-Ausbau zügig und bürokratiearm voranbringen	31
2.5.3.2 Aktueller Stand dynamischer Tarife.....	33
2.5.3.3 Dynamische Tarife schrittweise um Netzkomponente erweitern	36
2.5.3.4 Rahmenbedingungen für echte dynamische Netzentgelte schaffen.....	38
2.5.4 Erzeugungsanlagen über Netzentgelt auf Einspeisung beteiligen	39
2.5.4.1 Ausgestaltung und Wirkung eines erzeugerseitigen Netzentgelts	40
2.5.4.2 Einspeisenetzentgelte in Europa.....	44
2.5.4.3 Handlungsempfehlung: Einspeisung über Netzentgelte steuern	45
2.5.5 Stärkere Beteiligung von Haushalten und Unternehmen mit Eigenversorgung	45

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

2.5.5.1	Ausgestaltung und Wirkung von Netzentgelten auf Entnahme	46
2.5.5.2	Handlungsempfehlung: Verursachungsgerechte Netzentgelte mit Leistungspreis und dynamischem Arbeitspreis	53
2.5.5.3	Energy Sharing	53
2.5.6	Netzgekoppelte Speichereinrichtungen über Netzentgelte steuern	56
2.6	Empfehlungen auf einen Blick	60

Kapitel 3

Mehr Wettbewerb im Fernwärmemarkt62

3.1	Die Struktur des Fernwärmemarktes	62
3.2	Herausforderungen der Wärmewende	64
3.3	Empirische Untersuchungen zur Entwicklung des Systemwettbewerbs.....	68
3.3.1	Preisanstiege im Fernwärmesektor nicht nur das Ergebnis genutzter Preisgleitklauseln	71
3.3.2	Analyse der Basispreise	74
3.3.3	Schlussfolgerungen für die Wettbewerbssituation im Wärmemarkt	77
3.4	Ein wettbewerbliches Marktdesign für den Fernwärmemarkt	78
3.4.1	Zugangsregulierung im Fernwärmesektor	78
3.4.1.1	Resalezugang für Contractingmodelle als Markteintritt.....	80
3.4.1.2	Einspeisung durch Wärmeerzeuger.....	83
3.4.1.3	Langfristiger Wettbewerb mit einer Durchleitungsverpflichtung.....	88
3.4.1.4	Möglichkeiten der institutionellen Ausgestaltung	91
3.4.1.5	Fernziel: Wettbewerblicher Fernwärmemarkt	92
3.4.2	Ausschreibung von Wegerechten für Fernwärmenetze.....	93
3.4.2.1	Ausschreibungsgegenstand: Wegerecht	94
3.4.2.2	Rechtlichen Rahmenbedingungen für Ausschreibung schaffen	95
3.5	Regulierungsmaßnahmen auf dem Endkundenmarkt.....	96
3.5.1	Preistransparenz weiter stärken	97
3.5.2	Unbürokratische Price-Cap-Regulierung für Fernwärmenetze	102
3.5.2.1	Anforderungen an eine Preisregulierung: effizient, effektiv, einfach.....	102
3.5.2.2	Price-Cap-Regulierung durch einen Grundversorgungstarif umsetzen	104
3.5.2.3	Höhe der Price Cap abhängig von einem Wärmepumpenstrom-Index.....	107

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

3.5.2.4	Ausnahmen an klar definierte Bedingungen knüpfen	109
3.5.2.5	Transitionsprozess sollte mit Entbürokratisierung einhergehen	111
3.6	Level Playing Field der Heiztechnologien auch bei Mietshäusern	112
3.6.1	Mietrechtliche Wettbewerbsverzerrung zulasten der Fernwärme	113
3.6.2	Vorschlag: Anpassung der Wärmelieferverordnung.....	116
3.7	Empfehlungen auf einen Blick	117

Kapitel 4

Wettbewerb und Transparenz der Ladeinfrastruktur stärken 119

4.1	Herausforderungen eines wachsenden Marktes.....	119
4.2	Nationaler Ordnungsrahmen und AFIR-Vorgaben.....	120
4.3	Ladesäulenmarkt für LKW	125
4.3.1	Die Ladesäulenmärkte für PKW und LKW sollten separat betrachtet werden	126
4.3.2	Ausschreibungen und Vorgaben im LKW-Bereich auf das Notwendige konzentrieren.....	127
4.4	Stand und Entwicklung der Anbieterkonzentration	130
4.4.1	Marktabgrenzung	131
4.4.1.1	Sachliche Marktabgrenzung.....	132
4.4.1.2	Räumliche Marktabgrenzung.....	135
4.4.2	Anbieterkonzentration nimmt bundesweit weiter ab	137
4.4.3	Anhaltende regionale Dominanz einzelner Anbieter – besonders auf Autobahnen.....	140
4.5	Hohe Marktkonzentration korreliert mit höheren Preisen	141
4.6	Reguliertes Durchleitungsmodell nicht die beste Lösung, um bestehende Wettbewerbsprobleme zu adressieren.....	145
4.7	Flächenzugang verbessern.....	147
4.8	Wettbewerb im Ladesäulenmarkt durch die Einführung einer Markttransparenzstelle stärken.....	150
4.8.1	Preistransparenzstelle für Ad-hoc-Ladepreise zügig vollenden	150
4.8.2	Verbesserte Transparenz für EMP-Tarife wünschenswert.....	151
4.8.3	Wettbewerb im Ladesäulenmarkt durch Transparenz fördern	152

4.8.4	Erfahrungen mit der Markttransparenzstelle für Kraftstoffe (MTS-K).....	154
4.9	AFIR erfordert keine Preisregulierung.....	154
4.10	Empfehlungen auf einen Blick	156
Kapitel 5		
Zukunft der Gasverteilnetze.....		158
5.1	Perspektivisch abnehmende Bedeutung von Erdgas als Energieträger	158
5.2	Systematik der Netzentgelte im Gasnetz	159
5.3	Netzplanung auf Verteilnetze ausrichten.....	162
5.3.1	Planungsvorgaben bisher auf überregionale Netze ausgerichtet.....	162
5.3.2	EU-Gaspaket sieht verbindliches Planungsinstrument für Gasverteilnetze vor.....	164
5.3.3	Ausgestaltung eines Planungsinstrumentes für Gasverteilnetzbetreiber	165
5.4	Anforderungen der Stilllegung adressieren	166
5.4.1	Flexiblere Abschreibung der Netzkosten ermöglichen.....	167
5.4.2	Stilllegung von Teilnetzen als Mittel zur Kostensenkung.....	168
5.4.3	Allgemeine Anschlusspflicht abschwächen	169
5.4.4	Teilstilllegungen anreizen.....	169
5.4.5	Regulierungsperiode verkürzen	170
5.5	Stilllegungs- und Rückbaukosten adressieren.....	171
5.5.1	Rückbau möglichst vermeiden	172
5.5.2	Kostentragung der Stilllegung eindeutig regeln.....	173
5.6	Quersubventionen vermeiden.....	175
5.6.1	Regulierungsrahmen sieht bisher strikte Kostentrennung vor	177
5.6.2	Kostentrennung sollte beibehalten werden.....	178
5.7	Empfehlungen auf einen Blick	180
Literaturverzeichnis		181
Rechtsquellen.....		190
Anhang A Zusätzliche Preisdaten Fernwärme		193

Anhang B	Datenaufbereitung für die Analyse der bundesweiten Anbieterkonzentration im Ladesäulenmarkt	198
-----------------	--	------------

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Strompreis für Haushalte als Jahreswerte	10
Abbildung 2.2: Durchschnittliche Börsenstrompreise in Europa 2024	13
Abbildung 2.3: Kosten des Engpassmanagements	15
Abbildung 2.4: Mögliche Gebotszonensplits gemäß Bidding Zone Review	20
Abbildung 2.5: Exemplarischer Verlauf der verbrauchsbedingten prognostizierten Netzbelastung, sowie statisch-variabler und dynamischer Netzentgelte im Tagesverlauf	37
Abbildung 2.6: Einspeisenetzentgelte in Europa	44
Abbildung 2.7 Speichernetzentgeltsystematik	58
Abbildung 2.8: Netzentgelte für Speicher in Europa	59
Abbildung 3.1: Aufbau eines Fernwärmenetzes	62
Abbildung 3.2: Wärmequellen der Fernwärmenetze 2022	66
Abbildung 3.3: Prognostizierte Erzeugungsstruktur 2045	67
Abbildung 3.4: Schematische Darstellung der Tarifstruktur im Fernwärmesektor	69
Abbildung 3.5: Fernwärmepreise in Abhängigkeit vom Jahr der letzten Basispreisanpassung	72
Abbildung 3.6: Höhe von Arbeits- und Grundpreis abhängig vom Jahr der Basispreise	73
Abbildung 3.7: Basispreise und ausgewählte Indizes im Zeitverlauf	75
Abbildung 3.8: Funktionsweise Contracting	81
Abbildung 3.9: Funktionsweise Einspeisung	84
Abbildung 3.10: Funktionsweise Durchleitung	89
Abbildung 3.11: Quantile der Tarife beim Arbeitspreis	98
Abbildung 3.12: IQR der Mischpreise in Deutschland laut Transparenzplattform	99
Abbildung 3.13: Price-Cap-Regulierung bei gegenwärtigen Fernwärmepreisen	108
Abbildung 3.14: Entwicklung der mit Fernwärme beheizten Bestandswohnungen in Deutschland	115
Abbildung 4.1: Zentrale Akteure in verschiedenen Modellen eines Ladevorgangs	121
Abbildung 4.2: Anzahl von Ladepunkten in Deutschland, 2014-2025	131
Abbildung 4.3: Kumulative Ladeleistung in Deutschland	133
Abbildung 4.4: Anzahl und Anteil von Ladepunkten nach Leistungsklasse (2025)	134
Abbildung 4.5: Vergleich von Luftliniendistanz und Fahrtzeitisochronen für die räumliche Marktdefinition	136
Abbildung 4.6: Entwicklung der Marktkonzentration, 2023-2025	137
Abbildung 4.7: Konzentrationsentwicklung nach Siedlungsstrukturtyp, 2023–2025	138
Abbildung 4.8: Entwicklung der Marktdominanz, 2023-2025	139
Abbildung 4.9: Entwicklung der Ad-hoc-Ladepreise geförderter Ladepunkte, 2023-2025	143

Abbildung 4.10: Entwicklung der Ad-hoc-Preise abhängig von Marktkonzentration, 2023-2025	144
Abbildung 5.1: Entwicklung der Gasnetzentgelte nach Kundengruppen seit 2012	160
Abbildung 5.2: Durchschnittliche Gasnetzentgelte für private Haushalte nach Bundesland .	160
Abbildung 5.3: Wasserstoffkernnetz	163
Abbildung 5.4: Investitionen in die Gasverteilnetze.....	167
Abbildung Anhang A.1: Price-Cap-Regulierung bei gegenwärtigen Fernwärmepreisen, Beispielfall Sechs-Parteien-Haus.....	194
Abbildung Anhang A.2: Price-Cap-Regulierung bei gegenwärtigen Fernwärmepreisen, Beispielfall Mehrfamilienhaus/Hochhaus	196

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Wohlfahrtseffekte durch Aufteilung der Gebotszone.....	21
Tabelle 3.1: Wärmepreise für Fernwärme, Gas und Wärmepumpenstrom für die Jahre 2024 und 2025 ohne Installationskosten (ct/kWh, netto), Beispiel Einfamilienhaus	70
Tabelle 3.2: OLS-Regressionen auf die Basispreise (deflationiert um Wärmepreisindex)	76
Tabelle 3.3: Fernwärmepreise Deutschland mit und ohne Veröffentlichung auf Transparenzplattform (ct/kWh, netto)	100
Tabelle 4.1: Sachliche Marktabgrenzung von Ladepunkten	135
Tabelle 4.2: Top-10-dominante CPOs im Normal- und Schnelllademarkt	141
Tabelle 4.3: Übersicht der Ad-hoc-Preisdaten	142
Tabelle 5.1: Kosten verschiedener Stilllegungsmaßnahmen	173
 Tabelle Anhang A.1: Wärmepreise für Fernwärme, Gas und Wärmepumpenstrom für die Jahre 2024 und 2025 ohne Installationskosten (ct/kWh, netto), Beispiel Sechs-Parteien-Haus.....	 193
Tabelle Anhang A.2: Wärmepreise für Fernwärme, Gas und Wärmepumpenstrom für die Jahre 2024 und 2025 ohne Installationskosten (ct/kWh, netto), Beispiel Mehrfamilienhaus/Hochhaus	195
Tabelle Anhang A.3: Aggregierte Daten zum Arbeitspreis für Fernwärme in Österreich	197

Vorwort

Gemäß § 62 des Energiewirtschaftsgesetzes hat die Monopolkommission die Aufgabe, alle zwei Jahre ein Gutachten zu erstellen, welches den aktuellen Stand und die absehbare Entwicklung des Wettbewerbs auf verschiedenen Märkten des Energiesektors darstellt und zu aktuellen wettbewerbspolitischen Fragen in diesen Märkten Stellung nimmt. Das vorliegende Gutachten ist das zehnte Sektorgutachten Energie.

Folgende Unternehmen, Verbände, Institutionen sowie Expertinnen und Experten haben zur Vorbereitung dieses Sektorgutachtens schriftlich Stellung genommen: 8KU GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), Agora Energiewende, Amprion GmbH, Aurubis AG, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), Bundeskartellamt (BKartA), Bundesnetzagentur (BNetzA), Bund der Energieverbraucher e.V. (bde), Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz e.V. (DENEFF), Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. (DIHK), Deutscher Städtetag (DST), Deutscher Städte- und Gemeindebund e.V. (DStGB), Deutscher Wasserstoff-Verband e.V. (DWV), E.ON SE, European Energy Exchange AG, en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., EnBW Energie Baden-Württemberg AG, ENTEGA AG, EPEX SPOT SE, EWE AG, Fastned B.V., Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, GEODE – European Federation of Local Energy Companies, Green Planet Energy eG, Institut für praxisorientiertes integriertes Recht der Elektromobilität (INSPIRE) e.V., Landeshauptstadt München, LichtBlick SE, MVV Energie AG, Prof. Dr. Axel Ockenfels, Prof. Dr. Dr. h.c. Franz-Jürgen Säcker, Nord Pool AS, RWE AG, Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski, SEFE Securing Energy for Europe GmbH, Shell Deutschland GmbH, Stadtwerke Halle GmbH, Stadtwerke München GmbH, TenneT TSO GmbH, Thüga AG, TransnetBW GmbH, Uniper SE, Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA), Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Prof. Dr. Christian von Hirschhausen, Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv), Zinq GmbH & Co. KG.

An einer nicht-öffentlichen Diskussionsrunde am 12. Juni 2025 haben sich beteiligt:

- Amprion GmbH
- Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)
- Consentec GmbH
- Fastned B.V.
- NOW GmbH
- Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)
- Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv)

Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Bundesnetzagentur haben mit der Monopolkommission am 11. Juni 2025 insbesondere Fragen zu den Themen Strommarkt und Netzentgelte, Wasserstoff/Stilllegung der Gasverteilnetze sowie Fernwärme erörtert.

Weiterhin haben am 11. Juni 2025 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Bundeskartellamts mit der Monopolkommission zu den Themen Strommarkt und Netzentgelte, Ladeinfrastruktur sowie Fernwärme diskutiert.

Darüber hinaus gab es vielfältige Kontakte und Gespräche zwischen den zuständigen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Monopolkommission und Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, des Bundesministeriums für Verkehr, der Bundesnetzagentur, des Bundeskartellamtes, der NOW GmbH des Bundes bzw. der dort angesiedelten Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur sowie mit zahlreichen weiteren Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern, Unternehmen und Verbänden. Die Monopolkommission dankt an dieser Stelle allen Beteiligten für ihre Mitwirkung.

Die Daten für die empirischen Analysen der Monopolkommission in Bezug auf die Ad-hoc-Ladepreise öffentlich geförderter Ladesäulen in Kapitel 4 wurden durch die NOW GmbH erhoben und der Monopolkommission dankenswerterweise für eigene Berechnungen zur Verfügung gestellt.

Die Monopolkommission bedankt sich bei ihren wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern Emanuel Kollmann, Carl Kreuzberg, Jonathan Meinhof, Julia Reimer und Dr. Hendrik Schmitz, welche das Gutachten federführend betreut haben, sowie bei Dr. Torben Stühmeier für seine Mitwirkung.

Bonn, im November 2025

Kurz gefasst

K1. Deutschland hat sich ein ehrgeiziges Ziel gesetzt: Bis 2045 soll die Energiewende gelingen. Dafür ist ein Umbau des Energiesystems erforderlich. Zugleich müssen die Energiepreise im Blick behalten werden. In diesem Gutachten werden Empfehlungen für zukunftsfähige Energiesysteme unterbreitet. Behandelt werden die Netzentgelte im Strommarkt, die Fernwärmeregulierung, die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und die Gasverteilnetze. Wettbewerb und Effizienz müssen dabei Leitmotive sein. Mit ihnen lassen sich auch die strukturellen Ursachen hoher Energiepreise wirksam adressieren.

Welche Reformen im Strommarkt machen das System effizienter und kostengünstiger?

K2. Der Strommarkt weist strukturelle Probleme auf, die die Energiewende behindern. Die Stromnetze sind nicht auf die veränderte Struktur von Erzeugung und Verbrauch ausgelegt. Erneuerbare Energien speisen je nach Wind- und Sonnenleistung ein, während der Stromverbrauch kontinuierlich steigt. Daraus folgt eine ungesteuerte Netzbelastung mit Überlastungen und Engpässen. Dem sollte durch eine Reform der Netzentgelte entgegengewirkt werden. Nutzerinnen und Nutzer müssen Preissignale erhalten, die an die Netzbelastung gekoppelt sind. Dann sinken die derzeit hohen Redispatch- und Netzkosten, die die Strompreise in die Höhe treiben und damit die Akzeptanz der Energiewende gefährden.

K3. Eine Senkung der Strompreise wird intensiv diskutiert. Produzierende Unternehmen sowie Land- und Forstwirtschaft sollen ab 2026 durch eine geringere Stromsteuer entlastet werden. Private Endkundinnen und -kunden profitieren von niedrigeren Netzentgelten. Diese Maßnahmen adressieren jedoch Symptome und nicht die Ursachen der hohen Strompreise. Zusätzlich hat die Bundesregierung ein Sondervermögen Infrastruktur beschlossen, das die Chance eröffnet, strukturelle Ursachen durch effizienzfördernde Investitionen zu beheben.

K4. Die Monopolkommission empfiehlt, die Strombepreisung auf regionale und zeitliche Bedürfnisse anzupassen. Im Idealfall könnten nodale Preise oder Strompreiszonen Anreize über entsprechende Preissignale schaffen, Erzeugung und Verbrauch netzdienlich auszurichten. Diesen Vorschlägen begegnen jedoch politische und praktische Widerstände.

K5. Deshalb empfiehlt die Monopolkommission eine Reform der Netzentgelte. Preissignale, die räumliche und zeitliche Netzbedarfe widerspiegeln, sollen alle Nutzerinnen und Nutzer zu netzdienlichem Verhalten anregen. Dafür ist eine konsequente Digitalisierung der Netze unerlässlich und muss entschlossen vorangetrieben werden. Die Netzentgelte sollten sich an den Kosten der Netznutzung orientieren und eine reine Lenkungswirkung entfalten. Die Finanzierung der Netzinfrastuktur sollte jedoch verursachungsgerecht von Endkundinnen und Endkunden getragen werden.

Wie kann die Fernwärmeversorgung wettbewerblicher organisiert werden?

K6. Die Bundesregierung will Fernwärme im Rahmen der Energiewende bis 2045 in 30 Prozent der Haushalte bringen. Gleichzeitig sollen die Wärmequellen bis dahin zu 100 Prozent klimaneutral umgestellt werden. Dies wird nur gelingen, wenn die Fernwärme trotz der damit verbundenen Investitionen bezahlbar und die Akzeptanz der Bevölkerung erhalten bleibt.

K7. Fernwärmeversorger sind lokale Monopolisten und bündeln im Regelfall Erzeugung, Verteilung und Vertrieb der Wärme. Dadurch entstehen Preissetzungsspielräume, die sie zulasten der angeschlossenen Kundinnen und Kunden ausnutzen können. Denn aufgrund der Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes wird die System-Konkurrenz durch alternative Heizungstechnologien wie Gas- oder Ölheizungen zukünftig abnehmen. Bisher fehlt es an einer angemessenen Regulierung der Fernwärme.

K8. Die Monopolkommission empfiehlt daher die Einführung einer unbürokratischen Benchmark zur Preisbegrenzung sowie eine Stärkung der Preistransparenzplattform. Zusätzlich sollten eine strukturelle Marktöffnung durch einen regulierten Zugang alternativer Wärmeanbieter zu den Fernwärmenetzen und eine Ausschreibung der Wegerechte für Fernwärmenetze angestrebt werden. Auf diesem Weg kann langfristig mehr Wettbewerb in und um die Fernwärmenetze geschaffen werden. Die monopolistische Ausbeutung von Fernwärmekundinnen und -kunden würde verhindert.

Wie kann mehr Transparenz und Wettbewerb bei der Ladeinfrastruktur geschaffen werden?

K9. Die Ladeinfrastruktur für PKW ist in den letzten drei Jahren von 88.000 auf 150.000 Ladepunkte angewachsen. Jedoch ist ihre Auslastung in vielen Fällen gering. Kommunen vergeben Konzessionen häufig so, dass kein wirksamer Wettbewerb zwischen Ladesäulen entsteht.

K10. Mangelnder Wettbewerb zwischen Ladesäulen, ungeeignete Flächenvergaben und Intransparenz bei den Ladepreisen lassen viele Autofahrerinnen und Autofahrer zu viel für Ladestrom zahlen. Das gefährdet die Elektromobilität als wichtigen Baustein der Energiewende. Bei der Konzessionsvergabe von Ladeparks für LKW an Autobahnen wurden etwa zwei Drittel ohne Ausschreibung an die Tank & Rast GmbH vergeben – an Autobahnen droht eine Quasi-Monopolstellung.

K11. Die Monopolkommission begrüßt daher die Fortschritte bei der Einrichtung einer Preistransparenzstelle für das Ad-hoc-Laden und empfiehlt für die Vergabe kommunaler Flächen die konsequente Anwendung wettbewerblicher Ausschreibungen. Beim Ausbau von Ladeinfrastruktur für E-LKW an Autobahnen sollten wettbewerbliche Kriterien angewendet werden und die Rücknahme der Konzessionserweiterung an die Tank & Rast GmbH geprüft werden.

Wie kann die Abwicklung von Gas als Energieträger kostengünstig gestaltet werden?

K12. Erdgas soll in Deutschland planmäßig bis 2045 komplett durch andere Energieträger ersetzt werden. Dies erfordert eine Entscheidung über die Zukunft der bestehenden Gasinfrastruktur, insbesondere der vielen Gasverteilnetze. Die bisherige Finanzierungssystematik ist auf diese Entwicklung noch nicht ausgerichtet, Planungsinstrumente bestehen nur für überregionale Netze.

K13. Der bestehende Regelungsrahmen sieht bisher keine Lösung für die Finanzierung der Kosten des Weiterbetriebs, der Stilllegung und des Rückbaus der Gasnetze vor. Den verbleibenden Endkundinnen und Endkunden im Gassystem drohen dadurch stark steigende Heizkosten, da diese Kosten gemäß der bestehenden Netzentgeltsystematik auf sie umgelegt werden. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten und Investitionshorizonte sowohl der Netzbetreiber als auch der Gaskundinnen und -kunden sollte bereits jetzt gehandelt werden.

K14. Die Monopolkommission empfiehlt daher, auch für die Gasverteilnetze ein verbindliches Planungsinstrument einzuführen, das einen Rahmen für die Entscheidung über Stilllegung, Weiterbetrieb oder Umstellung bilden soll. Dadurch kann für alle beteiligten Akteure Planungssicherheit geschaffen werden. Zudem sollte die Stilllegung der Gasverteilnetze so ausgestaltet werden, dass Kundinnen und Kunden vor überhöhten Kosten geschützt werden. Gezielte Stilllegungen sollten gegenüber dem Rückbau priorisiert werden. Es sollte vermieden werden, dass Gaskundinnen und -kunden mit den Kosten des Aufbaus von Wasserstoffnetzen belastet werden.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Kapitel 1

Einleitung

1. Während das Ziel der Klimaneutralität in Deutschland und Europa weiterhin auf breite gesellschaftliche und politische Akzeptanz stößt, ist der Weg dorthin Gegenstand kontroverser Debatten. Verschiedene kurz- und langfristige Maßnahmen tragen dazu bei, Kohlenstoffdioxid-Emissionen zu senken, wirken aber gleichzeitig auf wichtige Wirtschaftssektoren und Lebensbereiche ein. Beispiele hierfür sind etwa die Stromerzeugung und -versorgung, die produzierende Industrie sowie Mobilität und Wärmeversorgung von Wirtschaft und Bevölkerung.
2. Entscheidend für den Erfolg der Energiewende sind Maßnahmen, die effektiv zur Erreichung der Klimaziele beitragen. Durch die schwache wirtschaftliche Entwicklung der letzten Jahre sind allerdings die Kosten der Energiewende und deren Verteilung stärker in den Blickpunkt gerückt. Belastungen der Haushalte können die Akzeptanz der Energiewende gefährden (Venjakob u. a., 2025). Aus Sicht der Industrie beeinträchtigen zusätzliche Kosten zudem die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft.
3. Der Erfolg der Energiewende kann nur sichergestellt werden, wenn neben klimaschützenden Maßnahmen auch gewährleistet wird, dass die Kostenbelastungen für Wirtschaft und Bevölkerung nicht über das für den Klimaschutz Notwendige hinaus gehen und darüber hinaus fair verteilt werden. Gegenwärtig bestehen Bestrebungen, die Kostenbelastungen durch steuer- oder schuldenfinanzierte Subventionen in die Energiesysteme oder direkt an die Energieverbraucherinnen und -verbraucher zu senken. So sind von den EUR 500 Mrd., die innerhalb des Sondervermögens Infrastruktur zur Verfügung stehen, EUR 100 Mrd. für Investitionen zur Erreichung der Klimaneutralität vorgesehen. Dieses in Aussicht gestellte Investitionsvolumen kann einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten und vorübergehend Unternehmen sowie private Energieverbraucherinnen und -verbraucher entlasten.
4. Die Monopolkommission weist allerdings darauf hin, dass die Gewährleistung langfristig günstiger Energiepreise nur durch eine möglichst effiziente und kostengünstige Steuerung der Energiesysteme erfolgen kann. Entlastungen der Energieverbraucherinnen und -verbraucher oder der Wirtschaft durch Zuschüsse aus dem Sondervermögen senken nicht die Gesamtkosten der Energieversorgung, sondern führen lediglich zu einer Umverteilung. Dadurch besteht das Risiko, dass die Energiesysteme langfristig von staatlichen Mitteln abhängig werden und die Mittel des Sondervermögens nur die Kosten einer ineffizienten Aufrechterhaltung des Status Quo finanzieren, anstatt zu einem effizienten Energiesystem und bezahlbaren Energiepreisen beizutragen. Investitionen und Subventionen können bei falscher Ausgestaltung kontraproduktiv wirken und ein langfristig unfinanzierbares System erhalten. Die Verteilung öffentlicher Mittel darf keinesfalls ein Ersatz für durch die Energiewende notwendig gewordene strukturelle Reformen sein.
5. Die Monopolkommission empfiehlt, effizienzfördernde Maßnahmen zu bevorzugen, um die Energiekosten insgesamt zu senken und die Gesamtgesellschaft langfristig zu entlasten. Das beste Instrument hierfür ist effektiver Wettbewerb. Er stellt sicher, dass alle Akteure Anreize

zu effizientem Verhalten haben und trägt dadurch dazu bei, Produktion und Verteilung von Energie möglichst kostengünstig auszugestalten. Gleichzeitig verhindert er die Entstehung und Ausnutzung von Marktmacht und trägt dadurch dazu bei, dass die Kostenvorteile auch bei den Verbraucherinnen und Verbrauchern ankommen. Primäre Aufgabe der Politik ist es daher, Rahmenbedingungen zu schaffen, in denen sich freier Wettbewerb entwickeln kann. Wo dies nicht möglich ist – beispielsweise im Fall monopolistischer Energienetze – muss ein Rechtsrahmen entwickelt werden, der die Ausübung von Marktmacht verhindert und Anreize zu effizientem Verhalten bei allen Beteiligten schafft.

6. Die Monopolkommission stellt in diesem Gutachten Handlungsempfehlungen vor, die dazu beitragen können, einen solchen Rechtsrahmen zu schaffen. Mit den Stromnetzen, der Fernwärmeversorgung, der Ladeinfrastruktur für E-Mobilität und den Gasnetzen wurden vier Sektoren ausgewählt, die eine hohe Bedeutung für das Gelingen der Energiewende haben und gleichzeitig vor erheblichen Herausforderungen stehen. In alle der genannten Energiesysteme fließen bereits erhebliche öffentliche Mittel. Allerdings operieren sie teilweise noch unter veralteten rechtlichen und institutionellen Rahmenbedingungen, die den Bedürfnissen der Energiewende nicht gerecht werden. Alle Schwerpunktthemen des vorliegenden Gutachtens haben gemeinsam, dass ein zeitnahes Handeln der Politik von hoher Bedeutung ist.

7. Der Stromsektor steht vor der Herausforderung einer sich stark verändernden Erzeugungsstruktur. Die früher dominierende Stromerzeugung aus Atomkraft, Kohle und Gas wird immer mehr durch dezentrale Erneuerbare-Energien-Anlagen mit schwankender Produktion (z. B. Solar, Windkraft) abgelöst. Die Rahmenbedingungen für den Transport der elektrischen Energie bilden dies bisher jedoch noch nicht ab. Der Preis für elektrische Energie wird in Deutschland weiterhin einheitlich gebildet, ohne die Herausforderungen und Kosten des Transportes – insbesondere von Norden nach Süden – abzubilden. Die Systematik der Preise für die Netznutzung – die sog. Netzentgelte – ist bisher nicht auf die volatile Stromerzeugung ausgerichtet. Die Rahmenbedingungen für den Transport elektrischer Energie sollten dringend angepasst werden, um zukünftig Anreize für netzdienlichen Stromverbrauch zu setzen.

8. Fernwärme soll nach den gegenwärtigen Planungen für die zukünftige Versorgung der Haushalte und Unternehmen mit dekarbonisierter Wärme eine besondere Rolle spielen. Dazu soll sie erheblich ausgebaut werden. Hinzu kommt, dass viele Wärmeerzeugungsanlagen durch Anlagen zur Erzeugung von Wärme mittels erneuerbarer Energien zu ersetzen sind. Fernwärmenetze werden im Regelfall durch vertikal integrierte Unternehmen bereitgestellt und unterfallen – anders als Strom- und Gasnetze – keiner Zugangs- und Entgeltregulierung. Die damit einhergehenden Wettbewerbsprobleme dürften sich durch die angestrebte Bedeutungssteigerung der Fernwärme noch verstärken. Ein zeitgemäßer Regulierungsrahmen muss einen angemessenen Ausgleich zwischen den Interessen von Anbietern und Nachfragern ermöglichen und den Ausbau der Fernwärme dort anreizen, wo er kosteneffizient ist.

9. Auch bei der Ladeinfrastruktur für E-Mobilität handelt es sich um einen wachsenden Markt, der für die Energiewende eine besondere Rolle spielt. Für die Akzeptanz elektrischer PKW und

LKW ist es unverzichtbar, dass durch funktionierenden Wettbewerb zwischen Ladesäulenbetreibern sichergestellt wird, dass keine überhöhten Preise verlangt werden können. Gegenwärtig bestehen jedoch Hinweise darauf, dass trotz abnehmender Marktkonzentration einige regional dominante Anbieter überhöhte Preise durchsetzen können – insbesondere entlang der Autobahnen. Dazu tragen neben dem Design der Fördermaßnahmen des Bundes auch mangelnde Markttransparenz und Schwierigkeiten alternativer Ladesäulenanbieter bei dem Zugang zu attraktiven Standorten bei.

10. Im Gegensatz hierzu dürfte die Bedeutung der Gasnetze in den nächsten Jahrzehnten erheblich abnehmen. Gegeben den geplanten Ausstieg aus Erdgas als Heizenergieträger bis zum Jahr 2045, müssen alle Betreiber von Gasverteilnetzen eine Entscheidung über den zukünftigen Netzbetrieb treffen. Dabei stellt die Umstellung auf Wasserstoff oder Biogas nur im Ausnahmefall eine Lösung dar, die meisten der Netze dürften abgeschaltet werden. Dies stellt sowohl die Netzbetreiber als auch ihre Kundinnen und Kunden vor erhebliche Herausforderungen, auf die der Rechtsrahmen bisher keine Antwort kennt. Die Systematik der Gasnetzentgelte beruht weiterhin auf der Annahme eines unendlichen Dauerbetriebs der Gasnetze. Rahmenbedingungen für die Planung des Ausstiegs fehlen bisher, wodurch die Gefahr besteht, dass die Gasnetzbetreiber die dabei bestehenden Spielräume aufgrund ihrer Monopolstellung zulasten der Verbraucherinnen und Verbraucher ausnutzen. Da heute getroffene Weichenstellungen die Kosten für den Gasverbrauch der Unternehmen und Haushalte auch langfristig beeinflussen können, muss der weitere Umgang mit der Netzinfrastuktur bereits zeitnah geklärt werden.

11. Die Herausforderungen, vor denen diese Sektoren stehen, sind groß und stehen exemplarisch für die enormen Anstrengungen, denen sich Politik, Wirtschaft und Gesellschaft im Rahmen der Energiewende gegenübersehen. Die Monopolkommission macht in diesem 10. Sektorgutachten Energie Vorschläge, die zu einem wettbewerblichen, effizienten und kostengünstigen Energiesystem beitragen können. Auf diesem Weg werden die Kosten der Energiewende nicht nur vorübergehend durch eine Umverteilung mittels steuerfinanzierter Subventionen vordergründig abgedeckt. Ziel ist vielmehr, auch langfristig durch funktionierenden Wettbewerb und effektive Regulierungsinstrumente niedrige Energiepreise sicherstellen zu können.

Kapitel 2

Strommarkt und Netzentgelte effizient gestalten

2.1 Netzkosten als Treiber der Strompreise

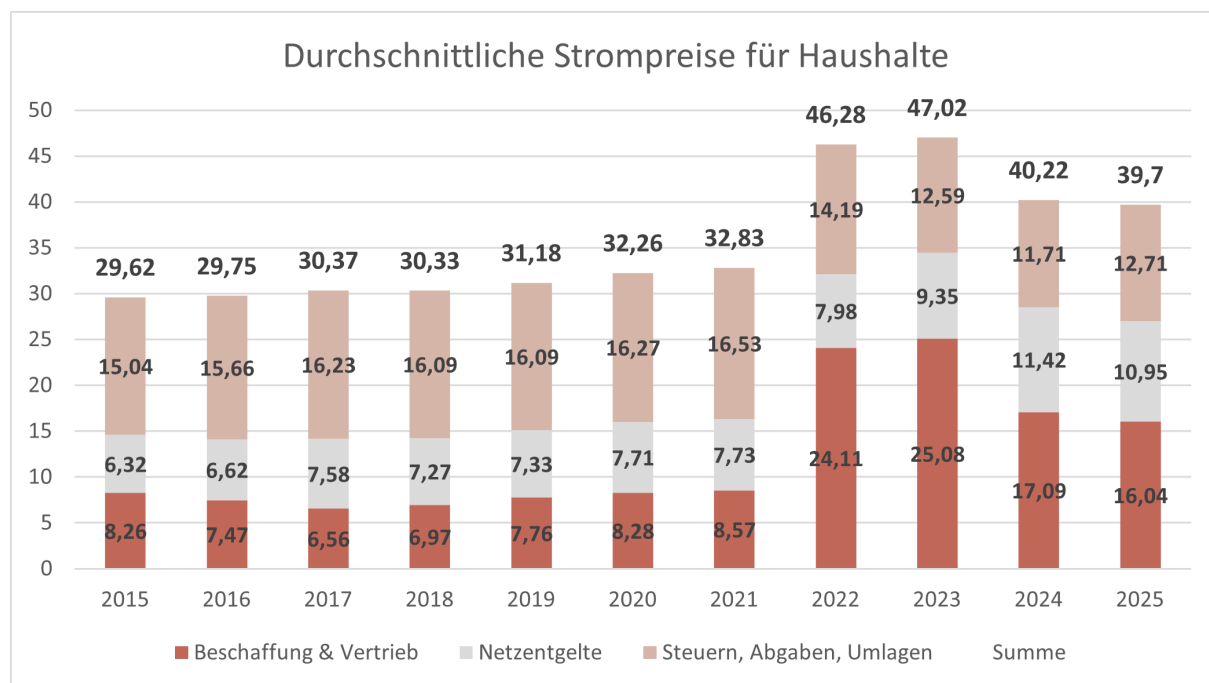
12. Die Energiewende ist für Deutschland von zentraler Bedeutung, um die Klimaziele zu erreichen. Die veränderte Struktur der Erzeugung durch den Ausbau erneuerbarer Energien und des Verbrauchs durch steigende Elektrifizierung stellen große Herausforderungen für das Energiesystem dar. Ein effizienteres Energiesystem ist erforderlich, um Systemkosten und Strompreise zu begrenzen. Deutschland gehört bereits seit Längerem zu den EU-Staaten mit den höchsten Strompreisen. Im Bereich der Privathaushalte (3.500 kWh Verbrauch) lag der Strompreis im Jahr 2025 bei ca. 40 Cent pro kWh (siehe Abbildung 2.1). Kein anderes EU-Land hatte 2024 einen höheren durchschnittlichen Strompreis für Haushalte. Für Nicht-Haushaltskunden (z. B. Unternehmen) war Deutschland im selben Zeitraum das drittteuerste Land innerhalb der EU (Eurostat, 2022). Zwar werden die Strompreise energieintensiver Unternehmen in Deutschland durch Ausnahmen bei Abgaben und Beihilfen gesenkt. Dennoch zählen die tatsächlich gezahlten – also effektiven – Strompreise in mehreren Sektoren weiterhin zu den höchsten in der EU (Lear u. a., 2021). Für Gewerbe und Industrie sind hohe Strompreise somit ein wichtiger Kostenfaktor. Auf Haushaltsebene belasten hohe Strompreise die Bürgerinnen und Bürger und gefährden die Akzeptanz der Energiewende. Bezahlbare Energie ist daher in mehrfacher Hinsicht ein zentraler Baustein sowohl für das Gelingen der Energiewende als auch für den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit und des Wohlstands in Deutschland.

13. Eine Reduzierung der Strompreise wird auch im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung mehrfach thematisiert. Die Koalition formuliert das Ziel „[...]Unternehmen und Verbraucher in Deutschland dauerhaft um mindestens fünf Cent pro kWh mit einem Maßnahmenpaket [zu]entlasten“ (CDU/CSU und SPD, 2025, Tz. 965 f.). Es existieren verschiedene Ansatzpunkte und Hebel zur Senkung der Strompreise. Jedoch sind aufgrund verschiedenster Wechselwirkungen und möglicher nicht intendierter Effekte nicht alle gleichermaßen sinnvoll und empfehlenswert. Insbesondere verschieben einige Maßnahmen lediglich Kosten zwischen verschiedenen Akteuren, z. B. Netzentgeltbefreiungen für Verbraucherinnen und Verbraucher durch das Bandlastprivileg (siehe Infokasten zu Sondernetzentgelten), während andere die Systemkosten insgesamt verringern. Letztere Maßnahmen sollen im vorliegenden Kapitel fokussiert werden, da nur sie zu einer nachhaltigen Entlastung führen können. Daneben sollten Interventionen im Strommarkt auch danach bewertet werden, inwiefern sie den Netzausbaubedarf verringern und damit Kosten einsparen. Unterschiedliche Entwicklungen führen dazu, dass ein Ausbaubedarf der Stromnetze besteht, der absehbar ansteigen wird. Zum einen kommt es bereits heute zu Engpässen zwischen einzelnen Regionen in Deutschland, die behoben werden müssen. Zum anderen erfordert die zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung im Rahmen der Energiewende eine angepasste Netzinfrastruktur. Auch die Elektrifizierung von Sektoren wie Verkehr und Wärme führt zu einem erhöhten Strombedarf und somit zu einem höheren Bedarf an Stromleitungen. Der konkrete Ausbaubedarf hängt ferner auch von der zu

erwartenden zukünftigen Stromnachfrage ab, die unter anderem von Tempo und Umfang der Elektrifizierung in den Sektoren Verkehr und Wärme bestimmt wird. Da diese Entwicklung schwer zu prognostizieren ist, sind verfügbare Schätzungen des zukünftig nötigen Ausbaus mit großen Unsicherheiten behaftet, zumal die Ausbaupläne der Netzbetreiber von Risikoaversion und eigenen wirtschaftlichen Interessen geprägt sein können. Gleichzeitig kann der Ausbaubedarf durch politische Weichenstellungen und ein passendes Marktdesign beeinflusst werden. Schätzungen für die Ausbaukosten bis 2045 belaufen sich insgesamt auf mehr als EUR 650 Mrd. (Bauermann u. a., 2024; ef.Ruhr, 2024). Bei diesem Investitionsvolumen würden die bisherigen jährlichen Investitionen in die Stromnetze mehr als verdoppelt. Maßnahmen, die den Ausbaubedarf der Netze verringern, bieten also ein hohes Einsparpotenzial.

14. Schon jetzt gerät das Stromnetz immer öfter an seine Grenzen, was eine zunehmende Abregelung erneuerbarer Einspeisung, eine zeitweise Dimmung des Verbrauchs großer Industriekunden sowie vermehrte Ausgleichsmaßnahmen zur Netzstabilisierung – den sog. Redispatch – erforderlich macht. Daher ist eine deutlich stärkere Berücksichtigung von regionalen Kapazitätsrestriktionen des Stromnetzes im künftigen Strommarktdesign notwendig. Andernfalls drohen mittelfristig trotz weiteren Netzausbaus Systemzusammenbrüche.

Abbildung 2.1: Strompreis für Haushalte als Jahreswerte



Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh, Jahresverbrauch 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten.

Quelle: BDEW [<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>].

15. Die bisherigen umfangreichen Investitionen in die Stromnetze spiegeln sich bereits heute in steigenden Netzentgelten wider. Sie resultieren aus dem erforderlichen Netzausbau zur Integration erneuerbarer Energien mit volatiler Einspeisung sowie aus einer sich verändernden Nutzung des Stromnetzes. Mit Blick auf die letzten zehn Jahre haben sich die Netzentgelte fast

verdoppelt. Sie machten im Jahr 2025 knapp 28 Prozent des Strompreises für typische Privathaushalte aus (siehe Abbildung 2.1).

16. Die strukturell hohen Strompreise führen zu einer zunehmenden Belastung von Endkundinnen und -kunden. Die Bundesregierung hat dies als große Herausforderung der Energiewende erkannt. Um die Kostenbelastung für Haushalte zu reduzieren, hat das Bundeskabinett am 3. September 2025 eine Maßnahme zur Senkung der Energiepreise beschlossen. Der Zuschuss würde die Stromkosten für diese um durchschnittlich zwei Cent pro kWh reduzieren. Für Haushalte mit typischen Jahresverbräuchen würde dies eine Entlastung von jährlich ca. EUR 25 bis 50 bedeuten. Die Maßnahme soll über einen Zuschuss des Bundes in Höhe von EUR 6,5 Mrd. aus dem Klima- und Transformationsfonds finanziert und im Jahr 2026 umgesetzt werden. Der Zuschuss wird bei der Berechnung der Netzentgelte von den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber abgezogen. Dadurch verringern sich die Entgelte, was die Stromkundinnen und Stromkunden indirekt entlastet. Eine direkte Auszahlung an die Endkundinnen und -kunden wäre jedoch zielführender, da dadurch sichergestellt wäre, dass die finanzielle Entlastung vollständig bei ihnen ankommt.

17. Zudem möchte die Bundesregierung Unternehmen über eine Senkung der Stromsteuer entlasten. Das Kabinett hat eine Senkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe sowie die Land- und Forstwirtschaft beschlossen. Die Stromsteuer wird von aktuell EUR 20,5 je Megawattstunde auf das europäisch vorgegebene Mindestmaß für Stromsteuersätze für gewerbliche Kunden von EUR 0,5 pro Megawattstunde ab dem 1. Januar 2026 gesenkt. Eine einheitliche Senkung der Stromsteuer für alle Endkundinnen und -kunden wäre hingegen vorzuziehen. Dies ließe sich einfacher umsetzen und würde sicherstellen, dass die finanzielle Entlastung unmittelbar, vollständig und im gleichen Maße bei allen Endkundinnen und -kunden ankommt.

18. Vor dem Hintergrund der laufenden Debatte um die Kosten der Energiewende ist darauf hinzuweisen, dass diese Entlastungen lediglich Umverteilungen darstellen. Die Gesamtkosten des Systems bleiben unverändert. Entlastungsmaßnahmen wie eine Stromsteuersenkung lindern Symptome eines ineffizienten Energiemarktdesigns. Sie schaffen aber keine dauerhafte Abhilfe für die zugrundeliegenden Probleme.

19. Überbordende Netzkosten könnten prinzipiell zwar durch öffentliche Zuschüsse (z. B. aus dem Bundeshaushalt) abgedeckt werden. Um die Systemstabilität zu gewährleisten, müssen Netzkosten allerdings künftig stärker nach dem Verursacherprinzip im Stromsystem verteilt werden, um Anreize zur Reduzierung von Netzkosten zu setzen. Der ökonomisch effizienteste Ansatz wäre eine nodale Strombepreisung (siehe Kapitel 2.3). Eine etwas weniger effiziente, aber deutlich weniger komplexe Möglichkeit wäre die Einführung verschiedener Preiszonen (siehe Kapitel 2.4). Beide Alternativen scheinen politisch jedoch schwer durchsetzbar. Eine drittbeste Lösung wäre, entsprechende Anreize über die Netzentgelte zu implementieren (siehe Kapitel 2.5). Die Monopolkommission sieht diese dritte Variante als mindestens notwendig an, falls nodale Strombepreisung und Preiszonenbildung nicht durchsetzbar sein sollten.

2.2 Netzdienlichkeit wird immer wichtiger, aber kaum berücksichtigt

20. Der signifikante Umbau des Stromsystems in den letzten Jahrzehnten hat die Rahmenbedingungen im Strommarkt für alle Akteure stark verändert. Diese Entwicklung wird sich beim Übergang in ein klimaneutrales Stromsystem weiter fortsetzen und verstärken. An die Stelle von zentraler und konstanter Stromerzeugung in wenigen großen fossilen Kraftwerken tritt eine dezentrale und schwankende Erzeugung, die häufig weit von den Verbrauchszentren entfernt angesiedelt ist. Auch im Verbrauch sind deutlich diversere Profile zu finden. Während in früheren Zeiten die meisten Haushalte ähnliche Verbrauchsverläufe aufwiesen, sind heute durch die Verbreitung von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) zur Eigenversorgung, Heimspeichern sowie Elektrofahrzeugen individuell sehr unterschiedliche Lastprofile möglich. Dies schließt zudem beidseitige Stromflüsse ein, da Haushalte selbst zu Einspeisern werden. Auch in der Industrie sind je nach Branche flexible Verbräuche zunehmend relevant, um z.B. auf kurzfristige Preisschwankungen zu reagieren.

Netzdienlichkeit

= Netzkosten, die der Verbrauch einer zusätzlichen Einheit Strom verursacht

Netzbelastend	Zusätzliche Netznutzung erhöht Kosten
Netzneutral	Zusätzliche Netznutzung, die im bestehenden Netz bedient werden kann und nur Kosten durch wärmebedingte Netzverluste in Stromleitungen verursacht
Netzdienlich	Zusätzliche Netznutzung senkt Kosten

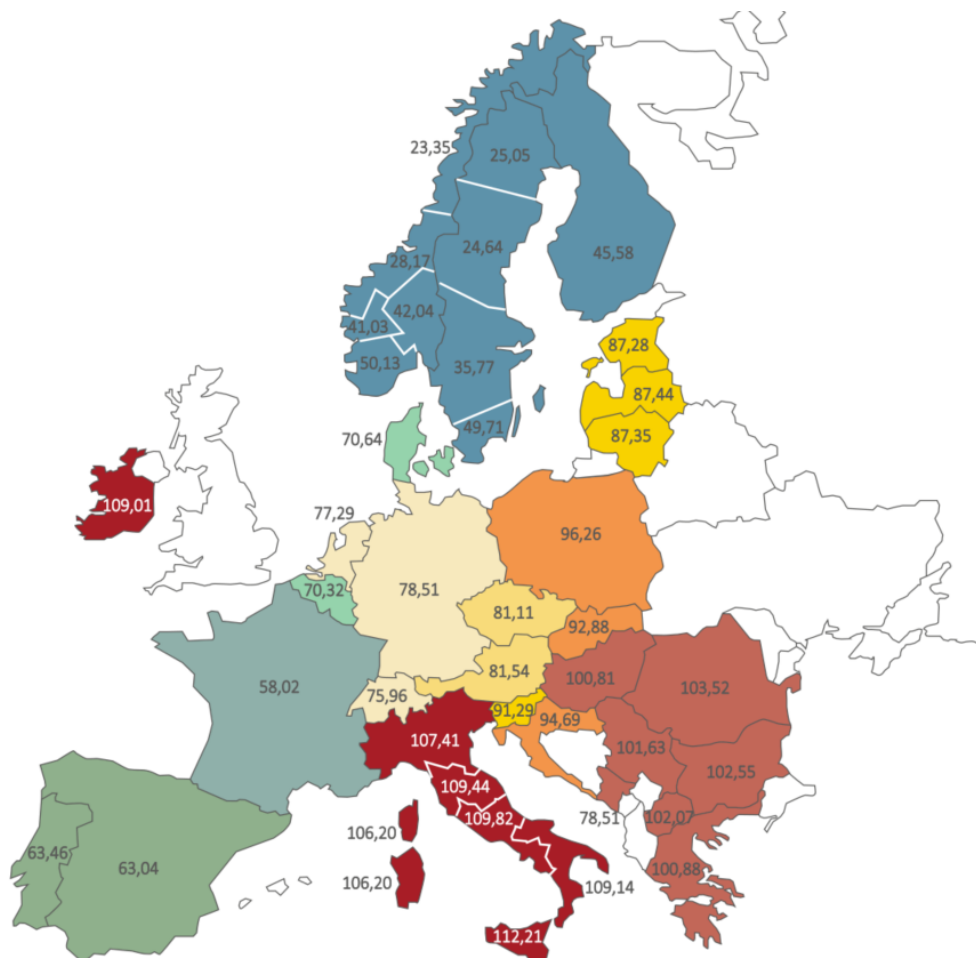
21. Insbesondere die zunehmenden Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch stellen die Netzinfrastuktur und die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Diese veränderten Strukturen erfordern angepasste regulatorische Rahmenbedingungen. Ökonomisch gesehen widerspricht das durch die gegenwärtigen Anreizsysteme ausgelöste Verhalten der verschiedenen Akteure häufig dem Ziel der Netzdienlichkeit. Durch Änderungen im Strommarktdesign sowie in der Ausgestaltung der Netzentgelte können Anreize möglicherweise wieder so gestaltet werden, dass sie zu einem netzdienlichen Verhalten der Marktteilnehmer führen, welches die Kosten im Gesamtsystem verringert.

22. Ein zentrales Problem des gegenwärtigen Anreizsystems liegt in der Struktur des europäischen Strommarkts. Dieser basiert auf großen Zonen mit einheitlicher Preisbildung, die sich weitgehend an den Ländergrenzen der europäischen Staaten orientieren.¹ Innerhalb einer

¹ Deutschland und Luxemburg bilden eine gemeinsame Preiszone, während in Italien, Dänemark, Norwegen und Schweden jeweils mehrere Preiszonen existieren. Die anderen europäischen Länder bilden jeweils eine eigene Preiszone.

Zone ist der Großhandelspreis für Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt an jedem Ort identisch. Historisch sind diese Preiszonen aus den nationalen Strommärkten entstanden. Abbildung 2.2 zeigt die aktuelle Zonenaufteilung in Europa. Netzingpässe innerhalb einer Preiszone werden bei der Preisbildung ignoriert. Erst nachdem der markträumende Preis – also der Marktpreis, bei dem Angebot und Nachfrage sich entsprechen – festgelegt ist, wird festgestellt, inwiefern die resultierenden Stromflüsse innerhalb der Preiszone physikalisch möglich sind oder ob Netzingpässe existieren, die ein Engpassmanagement erforderlich machen (Fraunholz u. a., 2021). Ergibt der Marktprozess eine hohe Stromeinspeisung in einer Region und hohen Verbrauch in einer anderen Region, so muss der eingespeiste Strom über die Netze zu den Verbrauchsstellen gelangen. Die Kapazität der Netze ist allerdings begrenzt. Nur in einem System mit sehr hohen Leitungskapazitäten gäbe es keine Engpässe und der einheitliche Strompreis in einer Zone würde exakt die wahren Kosten reflektieren.

Abbildung 2.2: Durchschnittliche Börsenstrompreise in Europa 2024



Quelle: Preise in Euro/MWh, Fraunhofer ISE, energy-charts.info.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

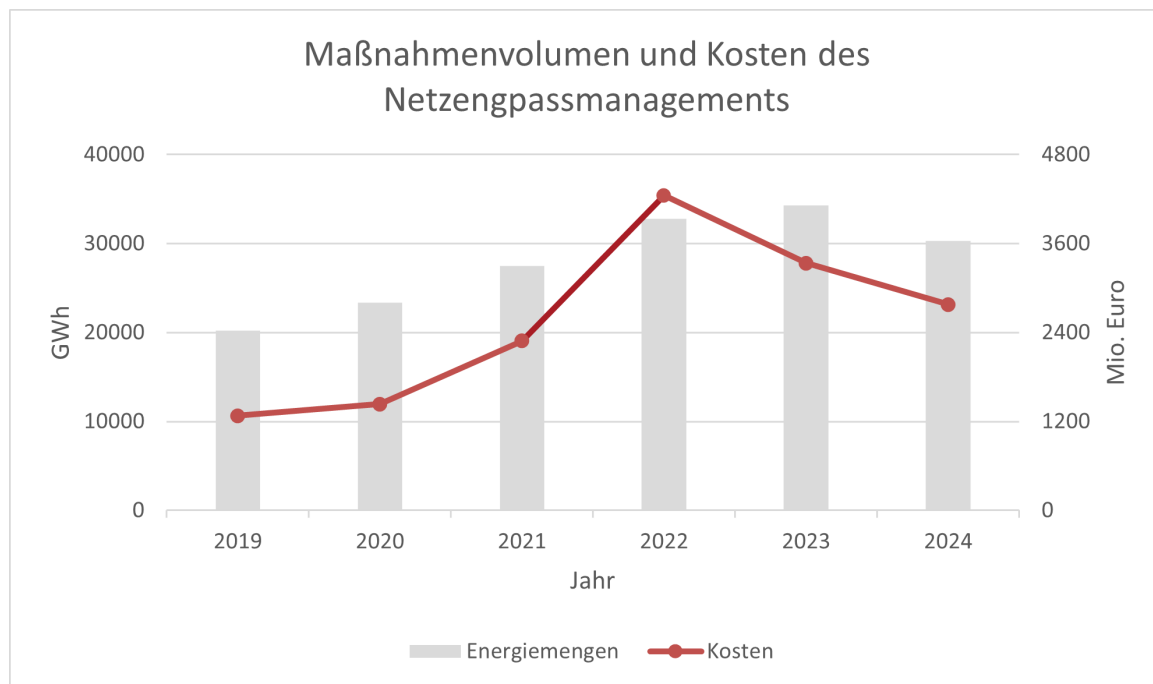
Blackout

= großflächiger, unvorhergesehener und unkontrollierter Ausfall der Stromversorgung

Brownout

= Stabilisierungsmaßnahme, bei der die Stromversorgung vorübergehend unterbrochen oder reduziert wird, um einen kompletten Netzausfall zu vermeiden.

23. Die Diskrepanz zwischen Marktergebnis und physikalischen Gegebenheiten erfordert Eingriffe durch den Netzbetreiber. Um Blackouts oder Brownouts zu vermeiden, muss die Ein- und Ausspeisung von Strom jederzeit physikalisch im Gleichgewicht sein. Übertragungsnetzbetreiber umgehen aktuell vorhandene Kapazitätsengpässe, indem sie einzelne Kraftwerksbetreiber anweisen, ihre Stromeinspeisung zu verringern und in der Nähe der Verbrauchsstellen andere Kraftwerke anweisen, mehr Strom einzuspeisen. Somit bleibt die insgesamt eingespeiste und verbrauchte Menge an Strom konstant. Es speisen jedoch andere Kraftwerke ein als der Strommarkt auf vertraglicher Basis ursprünglich vorgesehen hat. Diesen Prozess bezeichnet man als Redispatch. Je mehr Strom transportiert werden muss, desto mehr Redispatch ist erforderlich, wenn die Kapazität der Netze nicht im gleichen Maße ausgebaut wird. Die am Redispatch beteiligten Kraftwerksbetreiber werden finanziell entschädigt. Die Kosten der Entschädigung für den Redispatch werden auf die Netzentgelte umgelegt und somit von den Endkundinnen und -kunden getragen. Die per Redispatch umgeleiteten Strommengen und damit auch die Kosten sind in den letzten Jahren stark angestiegen, wie Abbildung 2.3 zeigt. Die Redispatchkosten hängen hauptsächlich von der Strommenge sowie dem Strompreis ab.

Abbildung 2.3: Kosten des Engpassmanagements

Zeitlicher Verlauf des gesamten Maßnahmenvolumens für Netzengpassmanagement und der dazu gehörigen Kosten.

Eigene Darstellung nach <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/216636>.

24. Im Jahr 2024 betrugen die Kosten für Redispatchmaßnahmen EUR 2,776 Mrd. Umgerechnet auf 464 TWh Stromverbrauch in Deutschland entspricht dies einer rechnerischen Erhöhung der Stromkosten durch die Umlage der Kosten auf die Netzentgelte um ca. 6 Euro pro MWh. Dabei ist zu beachten, dass die Belastung durch die Netzentgelte individuell stark unterschiedlich ausfallen kann und vom Verbrauch abhängt. Großverbraucher mit mindestens 10 GWh Jahresverbrauch und 7000 Volllaststunden erhalten eine Reduktion der Netzentgelte von 80 Prozent bzw. bei mehr als 8000 Stunden von 90 Prozent (siehe Infokasten zu Sondernetzentgelten).²

25. Eine weitere Entwicklung mit Bedeutung für das Engpassmanagement ist die stark wachsende Speicherkapazität. Die in Deutschland installierte Speicherkapazität hat sich zwischen den Jahren 2020 und 2025 von 1,7 GWh auf 19,9 GWh mehr als verzehnfacht. Derzeit entfallen 16,4 GWh und somit mehr als 80 Prozent dieser Kapazität auf Heimspeicher mit einer Kapazität von 30 kWh oder weniger (Figgner u. a., 2023). Ein Großteil dieser Speicher wird zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbst erzeugtem Solarstrom verwendet. Für die nächsten Jahre ist ein weiterer starker Anstieg der installierten Speicherkapazität sowohl für Heim- als auch für

² Der Rabatt gilt für die gesamten Netzentgelte, nicht nur für den über 10 GWh hinausgehenden Verbrauch.

Gewerbe- (30 bis 1.000 kWh) und Großspeicher (mehr als 1.000 kWh) zu erwarten. Im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur sind derzeit geplante Anlagen hinterlegt, deren zugebaute Kapazitäten sich bis Ende 2027 auf 8,0 GWh summieren.³

26. Diese massiv ansteigende Speicherkapazität könnte auch zum Engpassmanagement genutzt werden. So könnten Stromüberschüsse in einzelnen Regionen durch Speicher abgefangen werden, um die Abregelung von Kraftwerken zu vermeiden. Die Integration der Heimspeicher in die bisherigen Redispatchprozesse wäre jedoch enorm komplex und kaum umsetzbar.

27. Durch die sich verändernde Erzeugungsstruktur im Stromsystem ist ohne eine signifikante Beschleunigung des Netzausbaus oder Reformen im Strommarkt von einem mittelfristig starken Anstieg der Redispatchkosten auszugehen. Diese könnten sich bis zum Jahr 2035 mehr als verdreifachen und auf ca. EUR 7,9 Mrd. jährlich ansteigen (Zinke, 2023). Zudem stellt sich langfristig die Frage, inwiefern Redispatchmaßnahmen überhaupt weiter in der bisherigen Form durchgeführt werden können, da hierfür häufig fossile Kraftwerke verwendet werden. In einem Stromsystem mit einem steigenden Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung stehen jedoch in Zukunft möglicherweise nicht immer fossile Kraftwerke genau zum passenden Zeitpunkt und am passenden Ort zur Verfügung, um Engpässe aufzufangen. Zusätzlich zur Frage der Kosten dieser Maßnahmen stellt sich also langfristig auch die Frage der Versorgungssicherheit.

28. Durch einen verstärkten Netzausbau lässt sich der Redispatchbedarf zwar verringern, jedoch erscheint aufgrund der hohen Netzausbaukosten ein Ausbau aller Stromnetze auf eine Übertragungskapazität, die Netzengpässe vollständig ausschließt, ökonomisch nicht sinnvoll. Es sollten daher Lösungen gefunden werden, die über den reinen Netzausbau hinausgehen. Die Monopolkommission empfiehlt daher, das Design des Strommarkts stärker an den Bedürfnissen des Stromnetzes auszurichten. Ziel der drei im Folgenden vorgestellten Lösungsansätze ist es, die Netzdienlichkeit zu verbessern und die durch Redispatchmaßnahmen – die notwendig sind, um Stromausfälle zu verhindern – verursachten Kosten zu senken.

2.3 First-Best: Nodale Strombepreisung

29. Eine Möglichkeit, Netzengpässe angemessen zu bepreisen und Anreize zum Abbau von Engpässen zu setzen, ist die sog. Nodale Preisbildung (auch „Nodal Pricing“ oder „Locational Marginal Pricing“ genannt). Nodal Pricing ist ein Stromhandelssystem, bei dem die Strompreise je nach Netzknoten, d. h. dem Ein- oder Ausspeisepunkt, variieren und so Angebot, Nachfrage und Netzengpässe an jedem Punkt genau abbilden. Diese Form der Preisbildung existiert im europäischen Strommarkt bisher nicht, wird jedoch unter anderem in mehreren US-Bundestaaten sowie in Argentinien, Chile, Mexico und Neuseeland verwendet (Eicke/Schittekatte, 2022). In Großbritannien wird die Einführung eines solchen Systems momentan diskutiert. Dieses Modell soll im Folgenden vorgestellt werden.

30. Beim Nodal Pricing wird für jeden Ein- und Ausspeisepunkt im gesamten Stromnetz (die sog. Knotenpunkte oder „Nodes“) ein eigener Strompreis kalkuliert. Dieser Preis repräsentiert

³ Dies bezieht sich nur auf die geplanten und der Bundesnetzagentur bereits gemeldeten Großspeichieranlagen. Heimspeicher werden meist erst bei der Inbetriebnahme gemeldet.

den Wert einer zusätzlichen Einheit Strom an diesem Punkt und setzt sich aus den Erzeugungskosten sowie den Kosten des Transports durch das Stromnetz zusammen (Dietrich u. a., 2005). Wenn im Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt keine Netzengpässe existieren, sind die Strompreise an allen Knotenpunkten identisch und das System gleicht dem heutigen Einheitspreis in der deutschen Gebotszone. Der Preis wird dann nur aus den Erzeugungskosten und der Zahlungsbereitschaft der Nachfrage gebildet (Dietrich u. a., 2005).

31. Ist dagegen die Stromnachfrage an einem Knotenpunkt so hoch, dass die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um diese Nachfrage zu bedienen, kommt es an dieser Stelle zu einem Engpass. Die Transportkapazität für Strom wird somit kurzzeitig zu einem knappen Gut und muss sich der Marktlogik folgend entsprechend verteuern. Dieser lokale Preisanstieg setzt kurzfristig zwei Anreize: Erstens wird der Verbrauch von Strom durch den gestiegenen Preis weniger attraktiv, sodass ein Anreiz zur temporären Verbrauchssenkung entsteht. Zweitens wird nun die Stromerzeugung an Standorten attraktiver, an denen kein Kapazitätsengpass existiert, d. h. in möglichst unmittelbarer Nähe des Verbrauchsortes. Kurzfristig können somit Flexibilitätsanreize sowohl bei der Erzeugung als auch im Verbrauch gesetzt werden. Mittel- bis langfristig entstehen Anreize, Stromerzeugung und -verbrauch besser räumlich aufeinander abzustimmen und somit die begrenzten Netzkapazitäten in die eigenen Entscheidungen zu integrieren. Bei einem nodalen Preissystem erfolgt der Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der Netzkapazitäten und ihrer Grenzen. Eine nachträgliche Korrektur mittels Redispatch ist nicht notwendig (Maurer u. a., 2018).

2.3.1 Effizienzgewinne heben

32. In der Theorie führen nodale Preise zu einem allokativ effizienten Marktergebnis, da sowohl Erzeugungs- als auch Leitungskosten im Marktpreis abgebildet werden. Der Preis an jedem einzelnen Netzknoten reflektiert die räumlichen und zeitlichen Knappheitsverhältnisse am jeweiligen Knoten. Hohe Preise an einem bestimmten Netzknoten können somit einen Netzengpass zwischen dem Ort der Stromerzeugung und dem jeweiligen Knoten signalisieren (Schweppe u. a., 1988). Durch das lokale Preissignal verhalten die Marktteilnehmer sich netzdienlich, da sie Netzengpässe in ihrem eigenen Entscheidungsprozess berücksichtigen (Ashour Novirdoust u. a., 2021).

33. Simulationen zeigen eine potenzielle Senkung der Systemkosten in einem europäischen Nodalpreissystem zwischen 1,1 Prozent und 3,6 Prozent (Neuhoff u. a., 2013). Die Erfahrungen aus Ländern und Regionen, in denen bereits Nodal Pricing existiert, zeigen Einsparungen in ähnlicher Höhe (Zarnikau u. a., 2014). Andere Studien schätzen deutlich höhere Wohlfahrtsgewinne von 9-10 Prozent (Knörr u. a., 2024). Weiterhin würden auch grenzüberschreitende Leitungen besser ausgelastet, was zu einem Anstieg der internationalen Stromlieferungen um 34 Prozent führen würde. Im gegenwärtigen europäischen Marktdesign bestehen für die nationalen Netzbetreiber häufig Anreize, vor allem internationale Stromflüsse zu drosseln, um innerstaatliche Netzengpässe zu reduzieren. Ein europaweites nodales Preissystem würde auch hier zu einer effizienteren Auslastung der Netze führen (Neuhoff u. a., 2013).

2.3.2 Risiken des Nodal Pricing sind lösbar

34. Ein nodales Strompreissystem bringt verschiedene Herausforderungen und Nachteile mit sich, die bei der Implementierung adressiert werden müssen. Die Einführung eines nodalen Strompreissystems wäre eine Reform mit hoher Komplexität und eine radikale Abkehr vom bisherigen Stromsystem. Der administrative Aufwand wäre voraussichtlich deutlich höher als bei einer Preiszonentrennung (siehe Kapitel 2.4). Zudem müssten die Rollen verschiedener Marktakteure neu bestimmt werden. Zur Bestimmung der Knotenpreise müsste eine entsprechende Stelle geschaffen werden. Dies würde einen hohen Koordinationsaufwand zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern im deutschen Stromnetz erfordern. Insbesondere müssten voraussichtlich Netzbetrieb und Marktorganisation in einem neuen Akteur zusammengefasst werden, ähnlich wie dies in den USA durch Independent System Operators (ISOs) passiert ist. Für die Einführung eines nodalen Preissystems müsste ein Zeitraum von vier bis acht Jahren veranschlagt werden (Department for Energy Security and Net Zero, 2023).

35. Beim Nodal Pricing stellt jeder Knoten eine Preiszone dar. Je kleiner eine Preiszone gestaltet ist, desto geringer ist üblicherweise auch die Liquidität in diesem Markt, da weniger Akteure in der jeweiligen Zone aktiv sind. Dies erhöht potenziell die Preisvolatilität für die beteiligten Akteure, da an einzelnen Netzknoten weniger Handelspartner zur Verfügung stehen, als dies bei einer Einheitszone der Fall ist. Dadurch können sich die Kosten der Absicherung gegen Preisrisiken erhöhen (Dressler u. a., 2025). In der Praxis werden üblicherweise Trading Hubs gebildet, die den Preis einzelner Netzknoten aggregieren, um ausreichend Liquidität zur Absicherung gegen Preisrisiken zu schaffen (Department for Energy Security and Net Zero, 2023). Zudem werden in nodalen Märkten häufig Finanzinstrumente (z. B. Financial Transmission Rights, kurz FTRs) entwickelt, die eine Absicherung gegen Preisunterschiede zwischen einzelnen Netzknoten anbieten. Die passende Zuteilung von FTRs kann dabei auch die Verteilungseffekte durch die Umstellung auf ein nodales Preissystem verringern (Kunz u. a., 2016).

36. Ein weiterer möglicher Nachteil eines Nodalpreissystems ist die potenziell erhöhte Marktmacht einzelner Erzeuger. Insbesondere beim Auftreten von Netzengpässen könnten einzelne Stromerzeuger vorübergehend einen regional hohen Marktanteil erreichen und mit dieser Marktmacht möglicherweise höhere Preise durchsetzen. Da das relevante Marktgebiet in einem nodalen System nicht fix ist, sondern von der jeweiligen Engpasssituation im Netz abhängt, sind diese Situationen für die Aufsichtsbehörde möglicherweise schwer zu antizipieren (Eicke/Schittekatte, 2022). Ein Nodalpreissystem erfordert daher andere Maßnahmen zur Erkennung und Eindämmung von Marktmacht als das bisherige System der einheitlichen Gebotszone. In den USA werden in den verschiedenen Marktgebieten im Wesentlichen zwei Ansätze zur Eindämmung von Marktmacht verfolgt. Beide haben gemeinsam, dass die Erkennung einer marktmächtigen Stellung automatisiert erfolgt. Die Gebote der als marktmächtig identifizierten Anbieter werden dann automatisch durch ein Referenzgebot ersetzt, welches einem wettbewerblichen Gebot entsprechen soll (Graf u. a., 2021).

37. Die Monopolkommission empfiehlt, die Implementierung eines Nodalpreissystems voranzutreiben. Dies erfordert einen mehrjährigen Prozess und beinhaltet eine Reihe von Schritten

und Entscheidungen, etwa die Einführung von FTRs, Absicherungen gegen marktmachtbedingte Preisexzesse und möglicherweise auch die Schaffung eines unabhängigen Systembetreibers (ISO) nach US-amerikanischem Vorbild. Auch eine engere Verzahnung von Markt- und Netzbetrieb wäre hierzu nötig. Obwohl eine solche Reform im Idealfall im gesamten europäischen Strommarkt implementiert würde, ist eine Einführung nur in einzelnen Staaten ebenfalls möglich, sodass nodale und zonale Systemen koexistieren würden (Neuhoff u. a., 2025).

2.4 Second-Best: Strompreiszonen

38. Eine weitere Möglichkeit, mit den beschriebenen Problemen umzugehen, ist die geografische Differenzierung von Großhandelsstrompreisen. In der Praxis könnte dies durch die Aufteilung einer einheitlichen Strompreiszone in mehrere Zonen mit jeweils eigenem Strompreis erfolgen. Die Aufteilung eines Marktgebietes in mehrere Gebotszonen mit jeweils eigenem Großhandelspreis kann als Kompromiss zwischen einer einheitlichen Gebotszone und einer nodalen Preisbildung gesehen werden. In einigen Regionen, z. B. in Texas, wurde die frühere einheitliche Preiszone zunächst in mehrere Preiszonen aufgeteilt, bevor im nächsten Schritt ein Nodalpreissystem eingeführt wurde. Die Aufteilung der deutschen Preiszone wird bereits seit Jahren kontrovers diskutiert. Die Vor- und Nachteile dieser Maßnahme sollen im Folgenden erläutert werden.

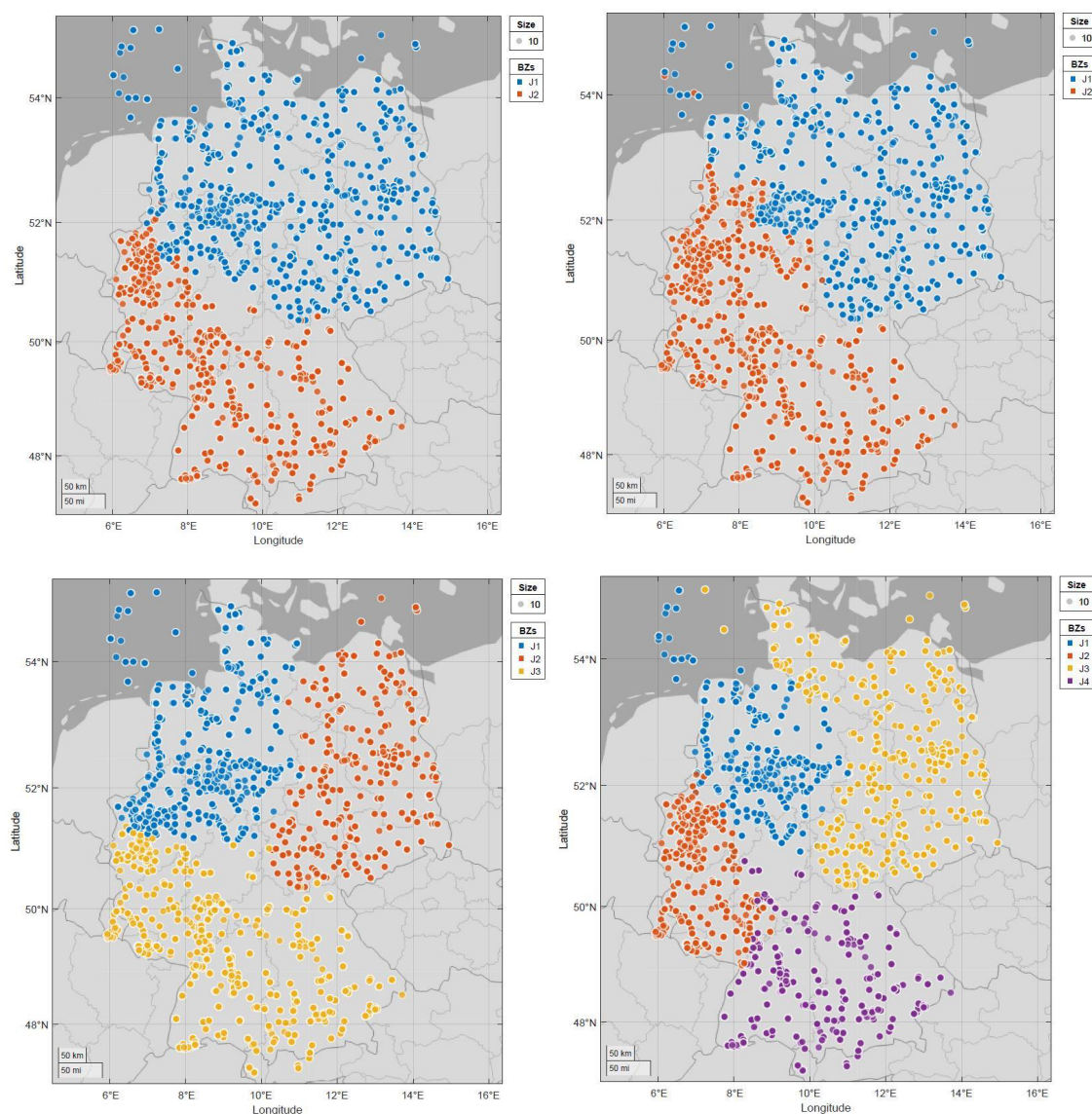
39. Bei einem System mit mehreren Preiszonen erfolgt die Preisbildung wie im Fall der Einheitspreiszone. Das bisherige System aus Terminkontrakten, Day-Ahead-Auktionen und Intradayhandel bliebe grundsätzlich bestehen.⁴ Für jede Zone würde jedoch ein eigener Preis gebildet. Somit kann es zu unterschiedlichen Großhandelspreisen zwischen den Zonen kommen. Ein höherer Strompreis führt innerhalb einer Zone zu einer Erhöhung der Stromerzeugung und einer Verringerung des Stromverbrauchs, z. B. durch Ansiedlung neuer Erzeugungsanlagen. Dies senkt den Stromfluss zwischen den Zonen und trägt mittel- bis langfristig zu einer Konvergenz der interzonalen Strompreise bei. Regional differenzierte Strompreise sind allokativ effizienter als Einheitspreise, da Knappheit in der Leitungskapazität zwischen den Regionen besser abgebildet wird. Preisunterschiede können durch fehlende Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen sowie unterschiedliche strukturelle Rahmenbedingungen in den Zonen bestehen bleiben.

40. Für Deutschland wird momentan vor allem eine Zweiteilung der Preiszone in eine nördliche und eine südliche Zone diskutiert, prinzipiell sind jedoch auch drei oder mehr Zonen vorstellbar. Abbildung 2.4 zeigt die vier Varianten, die derzeit im europäischen Bidding Zone Review (BZR) untersucht werden. Die Überprüfung der Gebotszonen ergibt sich aus Art. 14 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943, EBM-VO, 2019). Demnach überprüft der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E alle drei Jahre die Engpasssituation der Übertragungskapazitäten innerhalb und zwischen den Gebotszonen. Es wird ein

⁴ Auf dem Terminmarkt wird Strom mit einem Vorlauf von mehreren Jahren gehandelt, auf dem Day-Ahead-Markt für den jeweils nächsten Tag. Im Intraday-Handel können Strommengen bis 30 Minuten vor der physischen Lieferung gehandelt werden.

Bericht erstellt, der verschiedene Gebotszonenkonfigurationen hinsichtlich ihrer Wohlfahrtseffekte vergleicht und eine Empfehlung für die Beibehaltung oder Reform der Gebotszonen beinhaltet. Aus EU-Sicht ist dabei insbesondere relevant, dass Engpässe innerhalb der Zonen den grenzüberschreitenden Handel und somit die Integration des europäischen Strommarktes einschränken und gefährden können. In der Folge der Veröffentlichung des Berichts zur Gebotszonenkonfiguration (ENTSO-E, 2025) müssen die betroffenen Mitgliedstaaten einstimmig über eine Beibehaltung oder Neukonfiguration der bisherigen Gebotszonen entscheiden. Falls keine Einigung erzielt wird, kann die EU-Kommission diese Entscheidung übernehmen. Alternativ können die Mitgliedstaaten Aktionspläne zur Behebung von zoneninternen Engpässen erstellen.

Abbildung 2.4: Mögliche Gebotszonensplits gemäß Bidding Zone Review



Quelle: (ENTSO-E, 2025).

2.4.1 Vorteile einer Preiszonenteilung

41. Die größte praktische Auswirkung einer Zonentrennung ist der verringerte Redispatchbedarf. Da innerhalb der neuen Zonen weiterhin Engpässe auftreten können, die durch Redispatchmaßnahmen gelöst werden müssen, ist davon auszugehen, dass der Redispatchbedarf durch eine Zonenaufteilung zwar signifikant verringert, aber nicht vollständig eliminiert werden kann. Simulationen hinsichtlich der möglichen Einsparungen sind dabei stark von der jeweiligen Datenbasis und Methodologie abhängig. Die von ENTSO-E im Rahmen des Bidding Zone Review erstellte Studie schätzt für den Fall von 5 Zonen die Einsparungen beim Redispatch auf jährlich EUR 613 Mio. bei einem gesamten Wohlfahrtsgewinn von jährlich EUR 339 Mio. Tabelle 2.1 zeigt die Wohlfahrtseffekte und deren Komponenten auf Basis verschiedener Gebotszonenaufteilungen der Studie (ENTSO-E, 2025).

Tabelle 2.1: Wohlfahrtseffekte durch Aufteilung der Gebotszone

Anzahl Zonen	Konsumentenrente	Produzentenrente	Engpassrente	Redispatchkosten	Gesamtwohlfahrt
2	1072	-2312	897	-607	264
3	1017	-2445	1038	-641	251
4	1159	-2361	912	-603	312
5	1128	-2566	1165	-613	339

Anmerkungen: Angaben in Millionen Euro pro Jahr auf Basis des Zieljahres 2025. Angegeben sind jeweils die Änderungen im Vergleich zum Status Quo der einheitlichen Gebotszone. Engpassrente bezeichnet die Einnahmen aus der Versteigerung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität durch die Übertragungsnetzbetreiber. Quelle: (ENTSO-E, 2025).

42. Die von ENTSO-E in Auftrag gegebene Studie weist jedoch einige methodische Limitationen auf, die die Aussagekraft schmälern. Die Inputdaten basieren auf dem Jahr 2019 und berücksichtigen somit weder den Netzausbau noch den Neubau von Kraftwerken ab dem Jahr 2020. Außerdem basieren alle Schätzungen zu den Wohlfahrtseffekten auf dem Zieljahr 2025. Die zukünftige Entwicklung des Energiesystems, z. B. hinsichtlich des erwarteten Redispatchbedarfs, wird somit nicht einbezogen. So ergibt sich auch die Differenz zu anderen Studien, die zum Teil deutlich höhere Einsparungen durch eine Zonenteilung prognostizieren (Czock, 2025; Zinke, 2023).

43. Aus Sicht der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden der EU (ACER) überschätzt die Studie im Rahmen des Bidding Zone Review die Fähigkeit der Netzbetreiber zur internationalen Koordinierung, um grenzüberschreitende Netzengpässe zu beheben. Demnach würden die Einsparungen der Redispatchkosten und somit die Wohlfahrtsgewinne durch die Zonenteilung unterschätzt. ACER schätzt die Wohlfahrtsgewinne auf jährlich ca. EUR 450 Mio. bis EUR 540 Mio. und damit signifikant höher als die Wohlfahrtsgewinne in der ursprünglichen Studie von ENTSO-E (ACER, 2025b).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

44. In Norwegen gibt es bereits seit dem Jahr 1991 mehrere Preiszonen, in Schweden seit dem Jahr 2011 (Thema Consulting Group, 2023). Die Erfahrungen in Skandinavien sind insgesamt positiv. So konnte der Redispatchbedarf seit Einführung der Preiszonen signifikant gesenkt werden. Auch im Bereich der kurzfristigen Nachfrageflexibilität ist eine Wirkung der Preiszonentrennung festzustellen. Nachdem die Preisunterschiede zwischen den Zonen jahrelang sehr gering waren, zeigten sich 2022 erstmals deutlich höhere Preise in den jeweiligen südlichen Zonen Schwedens und Norwegens im Vergleich zu den nördlichen Zonen. Die Preisunterschiede haben mutmaßlich zur unterschiedlichen Entwicklung im Stromverbrauch zwischen den Zonen beigetragen. Im Süden Norwegens sank die Stromnachfrage zwischen 2021 und 2022 um 9 Prozent, während sie in den nördlichen Zonen im gleichen Zeitraum um 2 Prozent stieg (Thema Consulting Group, 2023).

45. Inwiefern die Preiszonen in Skandinavien langfristige Investitionsentscheidungen für Industrieanlagen beeinflussen, ist allerdings fraglich. Aus Investorensicht ist es schwer einzuschätzen, wie sich die Preisunterschiede zwischen den Zonen langfristig entwickeln werden. Weiterhin sind bei der Standortwahl viele weitere Faktoren zu berücksichtigen, z. B. die Einbindung neuer Anlagen in bereits bestehende Wertschöpfungsketten und Infrastrukturen. Zudem bestehen die erheblichen Preisunterschiede zwischen den jeweils nördlichen und südlichen Zonen sowohl in Norwegen als auch in Schweden erst seit Kurzem, was eine abschließende Aussage hinsichtlich der langfristigen Investitionsanreize erschwert.

2.4.2 Hindernisse adressieren

46. Eine Aufteilung der Preiszone bringt auch einige Nachteile und Herausforderungen mit sich. Die in Kapitel 2.3.2 diskutierten Nachteile einer nodalen Strombepreisung können in abgeschwächter Form auch in einem Gebotszonensystem auftreten. Das gilt insbesondere für die verringerte Liquidität des Stromhandels und die Gefahr höherer Marktmacht aufgrund kleinerer Marktgebiete. Diese Probleme lassen sich prinzipiell über die gleichen Instrumente lösen (vgl. Kapitel 2.3.2). Bei der Strompreiszonentrennung existieren jedoch noch weitere Risiken und Kosten, die im nodalen Preissystem nicht vorkommen.

47. So hängen die Marktergebnisse und damit auch die Effizienzsteigerungen in einem zonalen Preissystem stark von der konkreten Ausgestaltung der einzelnen Zonen ab. Gleichzeitig ist die bestmögliche Ausgestaltung der Zonen nicht perfekt vorhersehbar und muss daher approximiert werden. Durch Veränderungen im Markt kann ein ursprünglich als sinnvoll bewerteter Zuschnitt der Zonen innerhalb weniger Jahre seine Effektivität verlieren, was eine aufwendige Neubewertung der Zonen nötig machen würde.

48. Die Umstellung auf Gebotszonen würde administrative Kosten verursachen, da Geschäfts- und Regulierungsprozesse umgestellt werden müssten. Diese Kosten wurden bei einer Aufteilung in zwei Zonen als Ergebnis einer Befragung unter Marktteilnehmern auf EUR 1 bis 2,5 Mrd. geschätzt (Compass Lexecon, 2023). Ob eine Aufteilung in drei oder mehr Zonen höhere Kosten verursachen würde, ist dabei unter den Befragten umstritten. Es kann angenommen werden, dass der größte Teil dieser Kosten bei den beteiligten Unternehmen anfallen würde, während

Privathaushalte nicht betroffen wären. Inwiefern diese Kosten mit der Unternehmensgröße skalieren, ist dabei unklar.

49. Bei einer Aufteilung der einheitlichen Preiszone wären in der Folge Preisunterschiede zwischen den Zonen zu erwarten. Die Schätzungen über die erwarteten Preiseffekte hängen dabei stark von der verwendeten Methodologie der Modellierung, der angenommenen Zonenaufteilung und dem modellierten Zeithorizont ab. Bei einer Zweiteilung der Preiszone erwarten die meisten Studien einen Großhandelspreis, der im Jahresdurchschnitt in der nördlichen Preiszone um ca. EUR 5-15 pro MWh niedriger wäre als in der südlichen Zone (Czock, 2025; ENTSO-E, 2025; Tiedemann u. a., 2024). Mittelfristig werden in der wissenschaftlichen Literatur aufgrund des fortschreitenden Netzausbaus eine Reduktion der Preisdifferenz und eine Annäherung der Preise erwartet. Ohne Kapazitätsengpässe würde sich theoretisch ein identischer Preis zwischen den Zonen einstellen.

50. Die regionalen Verteilungseffekte, die aus diesen Preisdifferenzen entstehen würden, sollten nicht außer Acht gelassen werden. Stromerzeuger in Zonen mit derzeit besserer Netztransportkapazität sowie Endkundinnen und -kunden in Zonen mit derzeit schlechterer Netztransportkapazität müssten durch die Umstellung mit finanziellen Einbußen rechnen. In Deutschland sind insbesondere Industriebetriebe im Süden besorgt, durch höhere Strompreise wirtschaftlich schlechter gestellt zu werden. Die politische Durchsetzbarkeit könnte gestärkt werden, wenn Strompreiszonen mit einem Kompensationsmechanismus für stärker belastete Zonen implementiert werden. Ein wichtiges Ziel eines solchen Mechanismus wäre die Aufrechterhaltung der effizienzsteigernden Anreizeffekte.

51. Der Mechanismus sähe eine Gutschrift vor, die sich aus dem Produkt des durchschnittlichen Stromverbrauchs der vergangenen Jahre und der durchschnittlichen Preisdifferenz zwischen der jeweiligen Preiszone und dem hypothetischen einheitlichen Gebotszonenpreis errechnet. Dadurch könnten Mehrkosten ausgeglichen werden, während die Vorteile von Preiszonen erhalten blieben. Preisreaktionen werden nicht zwangsläufig schwächer, da sich die Gutschrift auf Durchschnittswerte bezieht und einzelne Preisspitzen weiterhin Anreize zu netzdienlichem Verhalten setzen.

52. Die Finanzierung der Kompensationszahlungen erfolgt über Engpassrenten, die durch den Preiszonensplit entstehen. Die Einsparungen durch den Wegfall von Engpassmanagementkosten können genutzt werden, um die Kompensationszahlungen zu finanzieren. Die Kompensationszahlungen sollten außerhalb der Netzentgeltsystematik erfolgen. Trotz der Kompensationszahlungen ist zu erwarten, dass es zu Wohlfahrtsgewinnen kommt.

53. Eine weitere Option zur Kompensation regionaler Preisunterschiede für Unternehmen und Haushalte ist derzeit in Italien in Kraft. Dort existieren seit 2021 insgesamt sieben Gebotszonen: fünf auf dem Festland und jeweils eine Zone auf Sardinien und Sizilien. Im Vergleich zu anderen Ländern mit Preiszonen variieren die Preise jedoch nur auf der Erzeugungsebene zwischen den Zonen. Auf der Käuferseite wird aus allen Zonenpreisen ein gewichteter einheitlicher Durchschnittspreis gebildet, der sog. Prezzo unico nazionale (PUN). Somit sind die Endverbraucherin-

nen und -verbraucher vor Preisschwankungen zwischen den Zonen und den damit verbundenen Verteilungseffekten geschützt. Gleichzeitig wird jedoch die Anreizwirkung, die durch unterschiedliche Preise auf der Verbrauchsseite entstehen könnte, ausgeschaltet. Nur auf der Erzeugungsseite können die differenzierten Preise in den Zonen ihre Wirkung entfalten, also z. B. bei der Ansiedlung neuer Kraftwerke. Die Preisunterschiede zwischen den italienischen Preiszonen sind im Jahresmittel gering. Zu Beginn des Jahres 2025 musste der bisherige Einheitspreismechanismus abgeschafft werden, um die Vorgaben der EBM-VO zu erfüllen. Für das Jahr 2025 wurde eine Übergangsphase beschlossen, sodass die Nachfrager weiterhin vor Preisdifferenzen zwischen den Zonen geschützt sind. Für das Jahr 2026 und darüber hinaus steht noch nicht fest, inwiefern diese Regelung fortbestehen wird. Vorstellbar ist, dass ab 2026 die Zonenpreise auch auf der Nachfrageseite ohne Kompensationsmechanismus gelten (RSE, 2024).

2.5 Third-Best: Reform der Netzentgeltsystematik

54. Sofern Netzrestriktionen nicht durch ein Nodal Pricing oder durch die Einführung von Preiszonen adressiert werden können, bleibt die Möglichkeit, entsprechende Anreize über eine Reform der Netzentgelte zu implementieren. Ein optimaler, zeitlich variabler Strompreis müsste sowohl eine dynamische Erzeugungspreis- als auch eine zeitlich und räumlich ausdifferenzierte Netzentgeltkomponente enthalten und nach dem Verursacherprinzip alle angeschlossenen Einspeise- und Entnahmestellen umfassen. Während die Einführung dynamischer Stromtarife (siehe Kapitel 2.5.3.3) bereits erste Schritte in Richtung marktdienlichem Verhalten geht, fehlen Ansätze für ein netzdienliches Verhalten fast vollständig. Ohne ausreichende Anreize durch dynamische Stromtarife, die Markt- als auch Netzaspekte berücksichtigen, drohen langfristig in einem Stromsystem mit einem sehr hohen Anteil volatiler, erneuerbarer Energieerzeugung eine deutlich reduzierte Versorgungssicherheit und Blackouts.

Arten und Abrechnungsformen von Netzentgelten



Grundpreis

Pauschale Zahlung unabhängig von Verbrauch oder Leistung.



Arbeitspreis

Zahlung abhängig vom Verbrauch mit Abrechnung in Cent pro Kilowattstunde.



Leistungspreis

Zahlung abhängig von gemessener Leistungsspitze des Verbrauchs bzw. Gleichzeitigkeit mit Systempeak. Abrechnung in Euro pro Kilowatt.

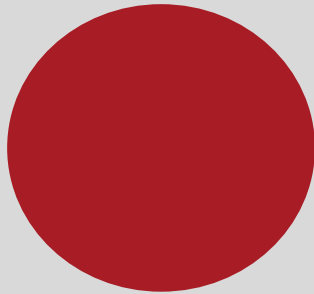


Kapazitätspreis

Zahlung abhängig von vertraglich vereinbarter Netzanschlusskapazität. Abrechnung in Euro pro Kilowatt.

55. Zur Finanzierung der Netzkosten werden Netzentgelte erhoben. Sie werden von den Netzbetreibern nicht frei festgelegt, sondern müssen sich in einem Rahmen bewegen, der durch Unionsrecht, deutsches Recht und Entscheidungen der Regulierungsbehörden vorgegeben ist. Dabei sind zwei Regelungsbereiche zu unterscheiden: (1) Die Bestimmung der Netzentgelte auf der Netzbetreiberseite. Im Rahmen der Anreizregulierung legt die Regulierungsbehörde eine Erlösobergrenze fest. Dies beeinflusst die absolute Höhe der Netzentgelte. (2) Die Bestimmung der Netzentgelte auf der Nachfrageseite. Gesetzliche Vorschriften regeln die Struktur der Netzentgelte und deren Verteilung auf die Nutzergruppen. Sie legen fest, in welcher Form Netzentgelte abgerechnet werden (siehe Infokasten zu Arten und Abrechnungsformen von Netzentgelten) und wie die Kostenverteilung zwischen den verschiedenen Nutzergruppen erfolgt. Bei entsprechender Ausgestaltung können diese Regelungen Anreize für netzdienliches Verhalten der Netznutzung – sowohl für Stromerzeuger als auch für Endkundinnen und -kunden – setzen und damit zu einer effizienten Netznutzung beitragen.

Netzkosten und ihre Komponenten



Kapazitätsbasierte Infrastrukturkosten

Investitionen in Leitung, Umspannwerke und sonstige Netzkomponenten, die für die Bereitstellung ausreichender Kapazität bei Spitzenlast dimensioniert werden müssen.

> überwiegender Anteil an den Gesamtkosten, durch Systemspitzenlasten bestimmt



Systemdienstleistungs- kosten

Kosten für Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Redispatchmaßnahmen – korreliert mit der tatsächlichen Netznutzung.

> Anteil abhängig vom Netzbetrieb und Netzstabilität



Administrative Kosten

Aufwendungen für Abrechnung, Verwaltung und Messstellenbetrieb – unabhängig von Kapazität und Verbrauch, fixer Kostenblock.

> fixer Anteil, unabhängig von Nutzung

2.5.1 Netzentgeltsystematik wird durch die Bundesnetzagentur festgelegt

56. Die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und die Umsetzung der im Folgenden dargestellten Vorschläge der Monopolkommission obliegt zukünftig fast ausschließlich der Bundesnetzagentur. Die Monopolkommission empfiehlt, bei diesem Ausgestaltungsprozess die Effizienz der Netzentgelte und ökonomische Grundprinzipien der Preisbildung zu berücksichtigen. Aus ökonomischer Sicht dienen Preise dazu, relative Knappheiten zwischen verschiedenen Gütern darzustellen. Im Idealfall bildet daher ein Marktpreis alle Kosten der Bereitstellung dieses Gutes ab. Im Fall von Strom bestehen diese Kosten in erster Linie aus den Erzeugungskosten sowie den Kosten für die Übertragung des Stroms an den Ort der Stromnachfrage. Dies ist aber im gegenwärtigen Stromsystem in Deutschland offensichtlich nicht der Fall. Da sowohl Erzeugung als auch Verbrauch im Zeitablauf teils starken Schwankungen unterliegen können, kommt es häufiger zu Engpässen in den Übertragungsnetzen.

57. Bisher beruht die Netzentgeltsystematik neben einigen allgemeinen Grundsätzen im Unionsrecht und dem deutschen EnWG (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG, 2005) vor allem auf Detailregelungen, die in den §§ 12-20 der StromNEV (Stromnetzentgeltverordnung, StromNEV, 2005) der Bundesregierung geregelt sind. Die StromNEV war Teil der sog. „normativen Regulierung“, mit der wesentliche Regulierungsentscheidungen des Netzzugangs, der Netzentgelte und der Anreizregulierung in Verordnungen der Bundesregierung getroffen wurden.⁵

58. Mit Urteil vom 2. September 2021 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) entschieden, dass die normative Regulierung nicht im Einklang mit den Vorgaben der Energiebinnenmarktrichtlinie (Richtlinie (EU) 2019/944, EBM-RL, 2019) stand (EuGH, C-718/18, 02.09.2021).⁶ Diese weist den Regulierungsbehörden die ausschließliche Zuständigkeit zu, Berechnungsmethoden oder Bedingungen für den Zugang zu den nationalen Netzen einschließlich der anwendbaren Tarife festzulegen (Art. 59 Abs. 1, Abs. 7 EBM-RL). Bei der Wahrnehmung dieser Aufgaben müssen die Regulierungsbehörden unabhängig von anderen öffentlichen Stellen handeln können (Art. 57 Abs. 4 EBM-RL). Diese Unabhängigkeit gilt nach Auffassung des EuGH nicht nur gegenüber Trägern exekutiver Gewalt, sondern ausdrücklich auch gegenüber der Legislative (EuGH, C-718/18, 02.09.2021, Rn. 112, 116, 130). Dem deutschen Gesetzgeber ist es daher sowohl verwehrt, Aufgaben, die die Richtlinie den Regulierungsbehörden zuweist, selbst wahrzunehmen, als auch insoweit verbindliche Vorgaben zu machen (EuGH, C-718/18, 02.09.2021, Rn. 113).⁷

59. Als Reaktion auf diese Entscheidung hat der deutsche Gesetzgeber die Ermächtigung der Bundesregierung zum Erlass von Verordnungen der normativen Regulierung aufgehoben und durch Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur ersetzt.⁸ Dies umfasst gemäß § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG auch die Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen oder die Methoden zu deren Bestimmung. Die bisherigen Verordnungen der Bundesregierung treten schrittweise außer Kraft. Die für die Netzentgeltsystematik relevante StromNEV gilt noch bis zum 31.12.2028 (vgl. Art. 15 Abs. 3 Gesetz vom 22.12.2023, 2023). Damit wollte der Gesetzgeber Rechtssicherheit für die Marktteilnehmer schaffen und es der Bundesnetzagentur ermöglichen, schrittweise einen neuen Rechtsrahmen zu entwickeln (Bundesregierung, 2023, S. 53). Die Bundesnetzagentur kann jedoch bereits zuvor von der StromNEV abweichende Regelungen

⁵ Für den Strombereich sind neben der StromNEV auch noch die StromNZV (Stromnetzzugangsverordnung, StromNZV, 2005) und die ARegV (Anreizregulierungsverordnung, ARegV, 2007) Teil der normativen Regulierung.

⁶ Die Entscheidung erging noch zur alten EBM-RL (Richtlinie 2012/21/EU, 2012); die relevanten Vorschriften entsprechen aber denen der 2019 neu erlassenen EBM-RL.

⁷ Die Entscheidung des EuGH ist in der juristischen Literatur mit Blick auf die rechtsstaatlichen Grundsätze wie die Gewaltenteilung sehr kritisch aufgenommen worden (Mohr/Müller, 2023, S. 1069 mwN.).

⁸ Einige allgemeine Festlegungen der bisherigen Verordnungen der Bundesregierung wurden auch in das EnWG verschoben wie beispielsweise § 20 Abs. 1, S. 7, S. 8 EnWG, die § 26 und § 4 Abs. 2 der StromNZV ersetzen, oder § 24 EnWG, der die Regelungen zu bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelten in den §§ 14a ff. StromNEV ersetzt (hier besteht allerdings eine Abweichungskompetenz der Bundesnetzagentur, vgl. § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 EnWG).

treffen (vgl. § 21 Abs. 3 S. 5 EnWG). Die innerhalb der Bundesnetzagentur zuständige neue „Große Beschlusskammer“ hat bereits mehrere Verfahren zur Überarbeitung des Regulierungsrahmens eingeleitet. Dazu gehört auch ein Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom („AgNes“). Ein erstes Eckpunktepapier wurde am 12. Mai 2025 veröffentlicht (Bundesnetzagentur, 2025b). Der Prozess soll mit einer Rahmenfestlegung der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik abgeschlossen werden.⁹

60. Die Bundesnetzagentur verfügt dabei über einen erheblichen Ausgestaltungsspielraum, trifft ihre Entscheidungen aber nicht völlig frei, sondern muss sich an den – sehr allgemeinen – Vorgaben des Unionsrechts und deren Umsetzung im EnWG orientieren.¹⁰ Die wesentlichen Leitlinien des Gesetzgebers für die Ausgestaltung sind die Angemessenheit, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz der Netzentgelte¹¹, ihre Orientierung an effizienten Kosten der Netzbetreiber¹² sowie die Förderung effizienter Investitionen, Innovationen und Netznutzung.¹³

2.5.2 Regional differenzierte Netzentgelte

61. Auf Verteilnetzebene werden Netzentgelte bereits heute regional differenziert. Je nach Verteilnetz können sie also unterschiedlich hoch ausfallen (Bundesnetzagentur, BK8-24-001-A, 28.08.2024). Auf Ebene der Übertragungsnetze sind die Netzentgelte dagegen inzwischen bundesweit vereinheitlicht worden, Unterschiede in den ermittelten Kostenstrukturen der Übertragungsnetze werden bundesweit umgelegt (Bundesnetzagentur, BK8-24-001-A, 28.08.2024). Die Netzentgelte für Verteil- als auch Übertragungsnetze werden aktuell lediglich von den Endkundinnen und -kunden getragen, während für die Einspeisung und Speicherung keine Netzentgelte anfallen.

62. Regional differenzierte Netzentgelte auf Ebene der Verteilnetze sorgen grundsätzlich dafür, dass die Netzkosten je nach regionalen Gegebenheiten unterschiedlich hoch ausfallen können. Dadurch können Netzkosten grundsätzlich verursachungsgerechter verteilt werden, da höhere Netzentgelte dort anfallen, wo die Netzkosten besonders hoch sind. Dementsprechend können sie einen Anreiz für neue Verbrauchsstellen und Einspeiser schaffen, sich dort anzusiedeln, wo die Netzentgelte (im Erwartungswert) günstig sind (siehe Kapitel 2.5.4). Regionale Unterschiede in den Netzentgelten sind zudem eine Voraussetzung für zeitlich variable Netzentgelte, da zeitliche Signale immer regional differenziert auftreten müssen, um sinnvolle Anreize für ein netzdienliches Verhalten zu setzen (siehe Kapitel 2.5.3).

⁹ Die Monopolkommission hat sich in diesem Verfahren mit einer Stellungnahme beteiligt, abrufbar unter https://www.monopolkommission.de/images/PDF/Presse/Monopolkommission_Stellungnahme_Netzentgeltsystematik.pdf, zuletzt abgerufen am 30.10.2025.

¹⁰ Entsprechende Grundsätze sind beispielsweise in § 21 Abs. 1, Abs. 3 EnWG, Art. 59 Abs. 1, Abs. 7 EBM-RL und Art. 18 Abs. 2 EBM-VO normiert.

¹¹ Z. B. § 21 Abs. 1 S. 1 EnWG, Art. 59 Abs. 1 lit. a EBM-RL

¹² Z. B. Art. 18 Abs. 1 S. 1, Abs. 7 EBM-VO.

¹³ Z. B. Art. 59 Abs. 7 lit. a EBM-RL, Art. 18 Abs. 2 lit. a, lit. d, Abs. 8 EBM-VO

63. Die regionale Differenzierung auf Verteilnetzebene führt im aktuellen Regime jedoch auch zu Problemen, da sich die Erzeuger nicht an den Netzkosten beteiligen. So sind insbesondere in Norddeutschland die Netzentgelte in einigen Netzregionen aufgrund eines starken Ausbaus erneuerbarer Energien angestiegen. Dieser Ausbau der Erzeugung machte einen regionalen Netzausbau notwendig, den wiederum allein die Endkundinnen und -kunden in den Regionen finanzieren mussten. Diese finanzieren daher die örtliche Erzeugung quer, obwohl diese deutschlandweit zur Verfügung steht. Die Bundesnetzagentur hat auf diesen Umstand bereits im Jahr 2024 reagiert und zumindest einen Teil der Netzkosten von besonders stark betroffenen Regionen umverteilt (Bundesnetzagentur, BK8-24-001-A, 28.08.2024).

64. Das Gegenteil zu regional differenzierten Netzentgelten stellen die bundeseinheitlichen Netzentgelte dar. Dabei würden die Verteilnetzentgelte über alle Regionen hinweg vereinheitlicht, äquivalent zum Mechanismus auf Übertragungsnetzebene. Dadurch sollen die Kosten für die Energiewende gleichmäßiger verteilt und Regionen mit hohen Netzentgelten entlastet werden (siehe z. B. Verbraucherzentrale Bundesverband, 2025a). Andererseits würden dadurch Anreize zur netzdienlichen Standortwahl abgeschwächt. Zudem wäre eine konsequente Vereinheitlichung (der erwarteten Netzentgelte) bei gleichzeitig zeitlich schwankenden Netzentgelten im Sinne des Engpassmanagements sehr komplex.

65. Die Monopolkommission hält den Einsatz regional differenzierter Netzentgelte auf Verteilnetzebene für essenziell. Je nach Verteilnetz kann eine noch kleinteiligere Differenzierung sinnvoll sein, um auch Engpässe innerhalb eines Verteilnetzes zu adressieren. Eine Umstellung auf bundeseinheitliche Netzentgelte würde die Vorteile dieser Differenzierung zumindest abschwächen und ist daher nicht empfehlenswert. Die Kritik an der regionalen Differenzierung richtet sich aus Sicht der Monopolkommission im Wesentlichen auf die als unfair empfundene Quersubventionierung von Endkundinnen und -kunden in Richtung der Erzeuger. Um das Verursacherprinzip bei der Kostenverteilung nicht zu torpedieren, sollten die durch die Erzeugung verursachten Mehrkosten für den Netzausbau zukünftig nicht mehr durch die regional ansässigen Endkundinnen und -kunden getragen werden. Vielmehr sollten diese Kosten ermittelt und dem verantwortlichen Erzeuger zugeschrieben werden. Da Erzeuger die durch sie verursachten Netzkosten nicht (vollständig) selber tragen sollen (siehe dazu Kapitel 2.5.4), sollten diese Kosten umgelegt werden. Dabei ist eine Umverteilung auf alle Endkundinnen und -kunden deutschlandweit denkbar. Als Grundlage für die Berechnung könnte der Mechanismus zur Ermittlung der „entstandenen Mehrkosten“ durch die Integration erneuerbarer Energien genutzt werden, den die Bundesnetzagentur bereits zur Entlastung besonders stark betroffener Regionen einsetzt (siehe Tz. 63). Dieser Mechanismus sollte dann alle Verteilnetze einschließen – nicht nur besonders betroffene. Grundsätzlich würde sich dieser Kostenpunkt jedoch auch sehr gut für eine (vorübergehende) Finanzierung aus dem Sondervermögen eignen, da eine Umverteilung der Kosten ohnehin bereits angelegt ist. Eine Finanzierung aus öffentlichen Mitteln würde in diesem Bereich (abgesehen von der Entlastungswirkung der Strompreise) keine weiteren Anreizverzerrungen implementieren.

66. Auf Ebene der Übertragungsnetze hält die Monopolkommission die Beibehaltung des Prinzips bundeseinheitlicher Netzentgelte für sinnvoll. Hierbei handelt es sich um vier Übertragungsnetze, die überregional tätig und gerade für die deutschlandweite Übertragung von Strom zuständig. Ihr Netzausbau ist systemrelevant für den gesamten Strommarkt, nicht nur für einzelne Regionen.

2.5.3 Zeitlich variable Netzentgelte

67. Die zunehmenden Anteile volatiler Energieerzeugung machen eine immer stärkere zeitliche Anpassung der Stromnachfrage an das Angebot notwendig. Während es aus marktdienlicher Sicht ohne Kapazitätsrestriktionen effizient wäre, den eingespeisten Strom möglichst unmittelbar und vollständig zu verbrauchen, ist aus netzdienlicher Sicht eine möglichst gleichbleibende, also wenig volatile Spannung effizient. Es kann zu Zielkonflikten zwischen marktdienlichem und netzdienlichem Verhalten kommen. Dynamische Stromtarife sollten daher immer sowohl Markt- als auch Netzsignale enthalten, um eine sinnvolle Wirkung zu entfalten.

68. Die Erwartungen an die Dynamisierung der Netzentgelte sollten zunächst klar priorisiert werden, um ein geeignetes System zu entwerfen. Erste Priorität sollte aus Sicht der Monopolkommission die Adressierung von Netzengpässen und die Vermeidung einer Überlastung des bestehenden Netzes haben. Zweite Priorität sollten zielgerichtete Anreize zum Netzausbau haben, die langfristig für eine Reduktion von Redispatchkosten sorgen können. Erst an dritter Stelle sollte die Dynamisierung darauf abzielen, eine möglichst sichere Refinanzierung der Netzinfrastruktur zu gewährleisten. Hierfür sind statische, verbrauchsunabhängige und somit verlässlichere Preiskomponenten ohnehin geeigneter.

69. Dynamische Netzentgelte können am sinnvollsten über den Arbeitspreis implementiert werden. Ein zeitvariabler Arbeitspreis kann einen geeigneten Anreiz für eine Drosselung oder Erhöhung des Verbrauchs (bzw. der Einspeisung) abhängig von der gegenwärtigen Netzauslastung setzen. Da nach dem Verursacherprinzip in Zukunft der Großteil der Netzentgelte auf eine verbrauchsunabhängige Preiskomponente entfallen soll (z. B. den Leistungspreis, siehe Kapitel 2.5.5.2), kann der Arbeitspreis als kleinere Preiskomponente vollständig im Sinne zeitvariabler Netzsignale eingesetzt werden.

70. Gleichzeitig sieht die Monopolkommission große Hürden und vorgelagerte Schritte, die für das langfristige Zielmodell erfüllt sein müssen: An Entnahmestellen müssen flächendeckend Smart Meter (siehe Kapitel 2.5.3.1) installiert werden, die verschiedenen Netzstufen müssen vollständig digitalisiert und im Hinblick auf die Netzdienlichkeit einer Verhaltensweise an unterschiedlichen Punkten quantifizierbar sein. Die sinnvolle Interaktion mit Echtzeit-Preisen (in 15-Minuten-Intervallen) setzt zudem den Einsatz automatisierter Entscheidungsalgorithmen voraus. Darüber hinaus stellt sich eine Reihe regulatorischer Fragen, z. B. ob innerhalb eines Verteilnetzes zeitweise lokal unterschiedliche Netzentgelte möglich und sinnvoll sind (Bundesnetzagentur, 2025b). Zuletzt setzen dynamische Netzentgelte eine regionale Differenzierung der Netzentgelte voraus, um eine Engpasswirkung zu entfalten. Ein in der Breite einsetzbares variables Netzentgelt wird daher noch einige Jahre an Vorlauf benötigen.

71. Die Monopolkommission empfiehlt daher, die notwendigen Schritte hin zur Ermöglichung dynamischer Netzentgelte mit Hochdruck zu verfolgen. Insbesondere müssen die technischen Voraussetzungen geschaffen und regulatorische Hürden, beispielsweise für den Einbau von Smart-Metern, abgebaut werden. Als kurzfristige Übergangslösung empfiehlt die Monopolkommission, pragmatische, einfach umsetzbare Lösungsansätze zu wählen. Dazu gehören statisch zeitvariable Netzentgelte sowie stärkere Anreize für bereits vorhandene Flexibilität im Sinne der Netzdienlichkeit.

2.5.3.1 Smart-Meter-Ausbau zügig und bürokratiearm voranbringen

72. Der flächendeckende Smart-Meter-Ausbau stellt, neben der vollständigen Digitalisierung aller Netzebenen, die wesentliche technische Voraussetzung für den Einsatz dynamischer Stromtarife in der Breite dar. Ohne den Einsatz von Smart Metern ist die Implementierung „echter“ dynamischer Stromtarife (basierend auf Echtzeit-Informationen) wirkungslos, da die Ermittlung des zeitabhängigen Verbrauchs – wenn überhaupt – nur erschwert möglich ist. Auch mögliche Reformen des Marktdesigns und der Preisbildung erfordern einen flächendeckenden Ausbau von Smart Metern (Walter, 2022).

73. In Bezug auf den Begriff „Smart Meter“ sollte zwischen „modernen Messeinrichtungen“ (mME) und „intelligenten Messsystemen“ (iMSys) unterschieden werden. Bei mME handelt es sich um digitale Stromzähler ohne Datenaustausch. Sie ersetzen die vormals üblichen Ferraris-Zähler mit analoger Drehscheibe. Grundsätzlich können mME den Stromverbrauch zeitabhängig erfassen. Da das Verbrauchsprofil aber immer erst nachträglich ausgelesen werden kann und zudem keine Kommunikationsmöglichkeit besteht, eignen sie sich alleine nicht für einen Einsatz von dynamischen Stromtarifen basierend auf Echtzeit-Informationen (Verbraucherzentrale NRW/Verbraucherzentrale RLP, 2025). Sie können allerdings durch ein Smart-Meter-Gateway ergänzt werden, das als Kommunikationsmodul Daten senden und empfangen kann. Die Kombination aus mME und Smart-Meter-Gateway wird als iMSys bezeichnet. Der Begriff „Smart Meter“ bezieht sich üblicherweise auf ein solches iMSys. Der Anteil an mME an der Gesamtzahl der Messlokationen in Deutschland lag im Dezember 2024 bei 48 Prozent, der Anteil an iMSys bei zwei Prozent (Bundesnetzagentur, 2025a).

74. Der flächendeckende Einbau von mME ist gesetzlich geregelt und muss bis spätestens zum Jahr 2032 abgeschlossen sein (§ 29 Abs. 3 MsbG). Für den Einbau und Betrieb von mME dürfen seit dem Jahr 2025 maximal EUR 25 im Jahr berechnet werden (§ 32 Abs. 1 MsbG). Damit liegen sie oft über den Gebühren für ältere, sog. „Ferraris“-Zähler (siehe z. B. Stadtwerke München, 2023; Verbraucherzentrale NRW, 2025a).

75. Der Einsatz eines iMSys ist nur unter bestimmten Voraussetzungen, insbesondere einem jährlichen Stromverbrauch von über 6000 kWh vorgeschrieben (§ 29 Abs. 1 MsbG). Private Haushalte ohne Wärmepumpe oder E-Auto sind in der Regel nicht betroffen. Der Einsatz von iMSys ist oft deutlich teurer als der eines reinen mME. Der Messstellenbetreiber darf für Einbau und Betrieb von iMSys sowohl den Anschlussnutzerinnen und -nutzern als auch dem zuständigen Verteilnetzbetreiber jährliche Kosten gemäß vorgegebener Preisobergrenzen in Rechnung stellen. Für die Anschlussnutzerinnen und -nutzer liegt diese Preisobergrenze je nach Art und

Verbrauch bei EUR 30 bis 50 (bis zu 20.000 kWh Verbrauch, sonst auch höher, § 30 Abs. 1 und 3 MsbG). Für Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung werden zusätzlich bis zu EUR 50 berechnet, ebenso wie für den Einbau eines zweiten Zählers (um z. B. die Wärmepumpe mit einem separaten Zähler auszustatten, § 30 Abs. 2 MsbG). Für einen Haushalt zwischen 6.000 und 10.000 kWh Jahresverbrauch, Wärmepumpe bzw. E-Auto sowie einen dafür angeschafften Zweitzähler würden beispielsweise Kosten von bis zu EUR 140 für das iMSys entstehen. Diese Mehrkosten sollten jedoch seit dem 1. April 2025 durch eine Reduktion der Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (mehr als) ausgeglichen werden (siehe Kapitel 2.5.3.2). Für den Verteilnetzbetreiber liegen die Preisobergrenzen in der Regel darüber, sodass der größere Teil der Kosten für diese Fälle bereits durch den Netzbetreiber getragen werden.¹⁴

76. Oft wird kritisiert, dass die jährlich anfallenden Kosten für iMSys aufgrund unnötiger Vorgaben und regulatorischer Komplexität im Vergleich zum Ausland deutlich zu hoch sind und die Datenverfügbarkeit insbesondere für private Haushalte zu umständlich ist (Deutscher Bundestag Petitionsausschuss, 2025; PV Magazine, 2025). Insbesondere für den freiwilligen Einbau von iMSys fallen für die Anschlussnutzerinnen und -nutzer einmalige Kosten von bis zu EUR 100 an, in begründeten Fällen können die Kosten auch darüber liegen (§ 35 Abs. 1 Satz 1 und Satz 2 Nr. 1 MsbG). Hinzu kommen eventuelle Umbaukosten für den Zählerschrank. Dadurch werden verschiedene auf den Einsatz von iMSys basierende Anwendungsfälle – z. B. die Installationen eines kleinen dezentralen Speichers – gegebenenfalls unrentabel.

77. Es erscheint daher zunächst sinnvoll, den Einbau von mME zügig voranzutreiben. Wichtig ist insbesondere, dass verbaute mME um ein Smart-Meter-Gateway erweiterbar sind, um bei Bedarf eine spätere Aufrüstung auf ein iMSys zu ermöglichen. Neben den bereits geltenden gesetzlichen Vorgaben wäre es denkbar, die freiwillige Umrüstung auf mME vor dem Jahr 2032 zu fördern. Der freiwillige Umstieg verursacht aktuell in der Regel höhere jährliche Zählergebühren für den Anschlussnutzer, während der Nutzen der Umrüstung wesentlich dem Messstellenbetreiber bzw. dem Gesamtnetz zugutekommt (bessere Nachvollziehbarkeit des Verbrauchsprofils, vereinfachte Ablesung aus der Ferne, prinzipiell geringere Manipulationsmöglichkeiten).¹⁵ Denkbar wäre daher eine Vorgabe für Messstellenbetreiber, dass sie ihren Anschlussnutzenden für Einbau und Betrieb eines mME maximal den gleichen Betrag wie für den Weiterbetrieb alter Ferraris-Zähler in Rechnung stellen dürfen. Eine finanzielle Schlechterstellung von mME würde so verhindert. Eventuelle Mehrkosten für mME könnten dem Verteilnetzbetreiber in Rechnung gestellt werden. Die Preisgrenze von aktuell jährlich EUR 25 nach § 32 Abs. 1 MsbG würde dann für den Gesamtbetrag gelten, den Anschlussnutzerinnen und -nutzer sowie Verteilnetzbetreiber bezahlen. Damit könnte der Anteil von mME schneller erhöht und eine Auftragsballung an Umrüstungen um das Jahr 2032 vermieden werden.

¹⁴ Dies gilt für Fälle bis 20.000 kWh Verbrauch pro Jahr, andernfalls tragen die Anschlussnutzerinnen und -nutzer den größeren Anteil der Gesamtkosten (§ 30 Abs. 1 MsbG).

¹⁵ Relevante bauliche Maßnahmen oder bestimmte Anschaffungen (Solaranlage, E-Auto, Wärmepumpe) machen in der Regel den zwingenden Umstieg auf mME erforderlich. Eine freiwillige Umrüstung würde daher auf Haushalte ohne eigene Erzeugung oder flexible Lasten wie ein E-Auto zutreffen.

78. Um den Einsatz von Smart Meter Gateways bzw. iMSys attraktiver zu gestalten, empfiehlt die Monopolkommission zu prüfen, inwieweit die regulatorischen Vorgaben reduziert und vereinfacht werden können. Ziel muss sein, die Technologie deutlich anwendungsfreundlicher für Endkundinnen und -kunden und insgesamt kostengünstiger zu machen.

79. Über die Wahl des Messstellenbetreibers stehen verschiedene Angebote für Einbau und Betrieb des iMSys miteinander im Wettbewerb. Unternehmen und Haushalte können ihren Messstellenbetreiber frei wählen. Der Betrieb kann entweder durch den zuständigen Netzbetreiber (grundzuständiger Messstellenbetreiber) oder einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber übernommen werden. Diese Wahlmöglichkeit ist dazu geeignet, Innovationen bei iMSys zu beschleunigen und ihre Kosten zu senken. Es besteht jedoch das Risiko einer Diskriminierung wettbewerblicher Messstellenbetreiber durch den vertikal integrierten Netzbetreiber. Ein scharfes Kündigungsrecht des Netzbetreibers gegenüber wettbewerblichen Messstellenbetreibern (wodurch der Messstellenbetrieb an den Netzbetreiber zurückgeht) ist daher kritisch zu sehen (siehe z. B. die Diskussionen im Rahmen der Neufassung des Messstellenbetriebsrahmenvertrags Bundesnetzagentur, 2024; energie.blog, 2025).

80. Um die Akzeptanz des Smart-Meter-Rollout als Ganzes nicht zu gefährden, empfiehlt die Monopolkommission, den verpflichtenden Einsatz von iMSys nicht weiter zu verschärfen. Für den freiwilligen Einsatz an Anschlüssen ohne Steuerungsfunktion nach § 14a EnWG (siehe Infokasten Steuerbare Verbrauchseinrichtungen) sollten vielmehr abgespeckte Versionen, wie ein „Smart Meter Light“ zugelassen werden. Dadurch sollen Alternativen insbesondere mit vereinfachter Kommunikation und ohne Steuerbox verfügbar gemacht werden. Unter anderem könnte auf eine BSI-Zertifizierung für diese Modelle verzichtet werden. Die BSI-Vorgaben liegen in vielen Bereichen über den EU-Mindestanforderungen, während sich andere Länder, beispielsweise Schweden, deutlich stärker an diesen EU-Vorgaben orientieren (Umweltbundesamt, 2021, S. 17 ff.). Smart Meter Light könnten ebenfalls mit deutlich weniger Vorgaben (EU-Mindestanforderungen) auskommen und wären kostengünstiger im Einsatz. Eine deutliche Deregulierung würde es Endkundinnen und -kunden zudem ermöglichen, Smart Meter Gateways mit den genau für sie relevanten Funktionen nachzufragen, z. B. durch die Nutzung alternativer WAN-Anbindungen (Wide Area Network Anbindungen, siehe dazu auch Bergsträßer, 2024, S. 20 ff.). Dadurch würden auch Haushalte erreicht, die ansonsten gar kein iMSys nutzen würden, und die Flexibilität des Gesamtsystems erhöht. Hohe Sicherheitsstandards sowie Datenschutzvorgaben würden aufgrund der EU-Vorgaben trotzdem erhalten bleiben.

2.5.3.2 Aktueller Stand dynamischer Tarife

81. Dynamische Stromtarife müssen seit dem Jahr 2025 allen Endkundinnen und -kunden mit iMSys verpflichtend angeboten werden (§ 41a EnWG). Diese variieren zunächst lediglich hinsichtlich des Börsenstrompreises, also in ihrer Marktkomponente. Eine „echte“ Netzkomponente in Stromtarifen ist dagegen bisher nicht angelegt.

82. Eine Ausnahme stellt lediglich die Möglichkeit für Netzbetreiber nach § 14a EnWG dar, den Verbrauch steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (z. B. eine Wärmepumpe, siehe Infobox „Stu-

erbare Verbrauchseinrichtungen“) temporär auf bis zu 4,2 kW zu dimmen, um eine ihre Flexibilisierungspotenziale zu nutzen und eine Überlastung der Verteilnetzes abzuwenden (Bundesregierung, 2011).¹⁶ Diese Möglichkeit zur Dimmung durch den Netzbetreiber ist für alle neu installierten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ab dem Jahr 2024 verpflichtend.¹⁷ Allerdings darf ein Netzbetreiber den Anschluss von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen auch nicht mehr mit Verweis auf eine mögliche lokale Überlastung seines Netzes ablehnen oder verzögern. Seit April 2025 sind zusätzlich zeitvariable Netzentgelte vorgesehen, wenn auch lediglich für besondere steuerbare Verbrauchseinrichtungen (siehe das unten beschriebene „Modul 3“).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

¹⁶ Die Bundesnetzagentur hat von ihrer Befugnis bereits Gebrauch gemacht und Anforderungen an die netzorientierte Steuerung (Bundesnetzagentur, BK6-22-300, 27.11.2023) sowie die anzuwendenden Netzentgeltermäßigungen (Bundesnetzagentur, BK8-22/010-A, 11.08.2023) geregelt.

¹⁷ Für vor 2024 installierte Geräte gilt die bisherige Rechtslage des § 14a a.F. EnWG weiter. Danach konnten freiwillig Vereinbarungen über eine netzorientierte Steuerung zwischen dem Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung und dem Netzbetreiber getroffen werden. Solche Altgeräte können aber jederzeit freiwillig in die neue Regelung wechseln und eines der Module auswählen.

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG:

- Wärmepumpen
- Klimaanlage
- Nicht-öffentliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge
- Stromspeicher

Netzorientierte Steuerung

- Eingriff aufgrund **akuter Gefährdung** der Netzsicherheit
- Verteilnetzbetreiber sendet über den Messstellenbetreiber ein Steuersignal an das **Smart Meter Gateway**, um den Leistungsbezug zu reduzieren.

Präventive Steuerung

- Eingriff aufgrund **netzplanerischer Überlastung**, nicht des tatsächlichen Netzzustands (vgl. VDE 2023)
- Übergangsweise zulässig bis 2028, soweit netzorientierte Steuerung technisch noch nicht möglich ist (z. B. wegen fehlender intelligente Messsysteme)

Kundenindividuelle Steuerung

- (Selbst-)Steuerung durch den **Stromkunden oder einen Dienstleister**, kein Eingriff des Netzbetreibers
- Kein Teil des regulierten Steuerungsrahmens, sondern anreizgetrieben (z. B. durch dynamischer Stromtarife)

83. Im Gegenzug ist den Betreibern dieser steuerbaren Verbrauchsanlagen ein reduziertes Netzentgelt anzubieten. Nach der Festlegung der Bundesnetzagentur kann dabei grundsätzlich zwischen zwei verschiedenen Varianten („Module“) gewählt werden: Modul 1 sieht eine pauschale Reduzierung des Netzentgeltes um EUR 110-190 pro steuerbarer Verbrauchsanlage vor. Seit April 2025 kann Modul 1 mit einem zeitvariablen Netzentgelt („Modul 3“) kombiniert werden. Dabei werden die Netzentgelte in mehrere Zeitfenster mit drei Entgeltstufen differenziert:

- Standardtarifstufe
- Hochlasttarifstufe: Mindestens 2 Stunden jedes Tages, das Netzentgelt darf maximal das Zweifache der Standardtarifstufe betragen
- Niedriglasttarifstufe: Das Netzentgelt kann zwischen 10 und 40 Prozent der Standardtarifstufe betragen.

84. Dieses System soll die Verschiebung von Verbräuchen in Niedriglastzeiten belohnen, dabei jedoch Kundinnen und Kunden ohne verschiebbare Verbräuche nicht benachteiligen. Voraussetzung für die Ausgestaltung des zeitdynamischen Tarifs ist daher, dass ein hypothetischer Verbraucher indifferent zwischen Anwendung und Nicht-Anwendung des Modul 3 wäre. Alternativ zu Modul 1 (und Modul 3) kann der Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung eine prozentuale Reduzierung des Netzentgelt-Arbeitspreises auf 40 Prozent und einen Entfall des Grundpreises wählen (Modul 2). Dies gilt dann allerdings nur für den Verbrauch der steuerbaren Verbrauchseinrichtung, sodass hierfür ein separater Zähler erforderlich ist.

2.5.3.3 Dynamische Tarife schrittweise um Netzkomponente erweitern

85. „Echte“ dynamische Netzentgelte sind aufgrund unzureichender Digitalisierung sowie Smart-Meter-Rollout in den kommenden Jahren zumindest auf Ebene der privaten Haushalte kaum flächendeckend umsetzbar. Trotzdem wird der Bedarf nach stärker zeitabhängigem, netzdienlichem Verhalten größer. Kurzfristig sollten daher pragmatische Ansätze gewählt werden, die auf Erfahrungswerten beruhen.

86. Ein Instrument können statisch zeitvariable Netzentgelte sein. Dabei würden vorab definierte Zeiträume mit einem Aufschlag oder Abschlag auf die regulären Netzentgelte versehen. So könnten beispielsweise die Abendstunden als Zeitraum mit hoher Netzlast (Peak-Zeiträume) definiert werden, da die Nachfrage zu diesen Stunden typischerweise am höchsten ist. Während des Peak-Zeitraums würden höhere Netzentgelte anfallen. In den Mittagsstunden mit typischerweise geringer Nachfrage könnten niedrigere Entgelte (Off-Peak-Tarife) zur Anwendung kommen. Für alle verbleibenden Zeiträume gälte weiterhin die „reguläre“ Netzentgelthöhe. Netzentgelte würden somit zeitlich gestaffelt, wobei jedem Zeitraum eine von drei Entgelthöhen zugeordnet wird.

87. Statisch zeitvariable Netzentgelte würden bei Endkundinnen und Endkunden lediglich den Einsatz von mME voraussetzen. Der zeitgenaue Verbrauch ist dann nachträglich abrechenbar, ein iMSys ist nicht zwingend notwendig. Da der Roll Out von mME bereits deutlich weiter fortgeschritten ist als der von iMSys (und bis 2032 abgeschlossen sein muss) scheint ein solcher Ansatz basierend auf mME für die kommenden Jahre sinnvoll. Andererseits muss berücksichtigt werden, dass ohne iMSys keine Kommunikation mit dem Stromzähler möglich ist, auch Echtzeit-Informationen stehen nicht ohne weiteres zur Verfügung. Um die Nachvollziehbarkeit und Anreizwirkung für die Endkundinnen und Endkunden zu gewährleisten, müssen die relevanten Zeiträume daher weit im Voraus definiert und im Sinne der Einfachheit möglichst selten verändert werden. Das spricht dafür, nur bestimmte Stunden jeden Tag als Peak- bzw. Off-Peak-Zeiträume zu definieren, unabhängig von Jahreszeit, Ferienzeiten oder Feiertagen.

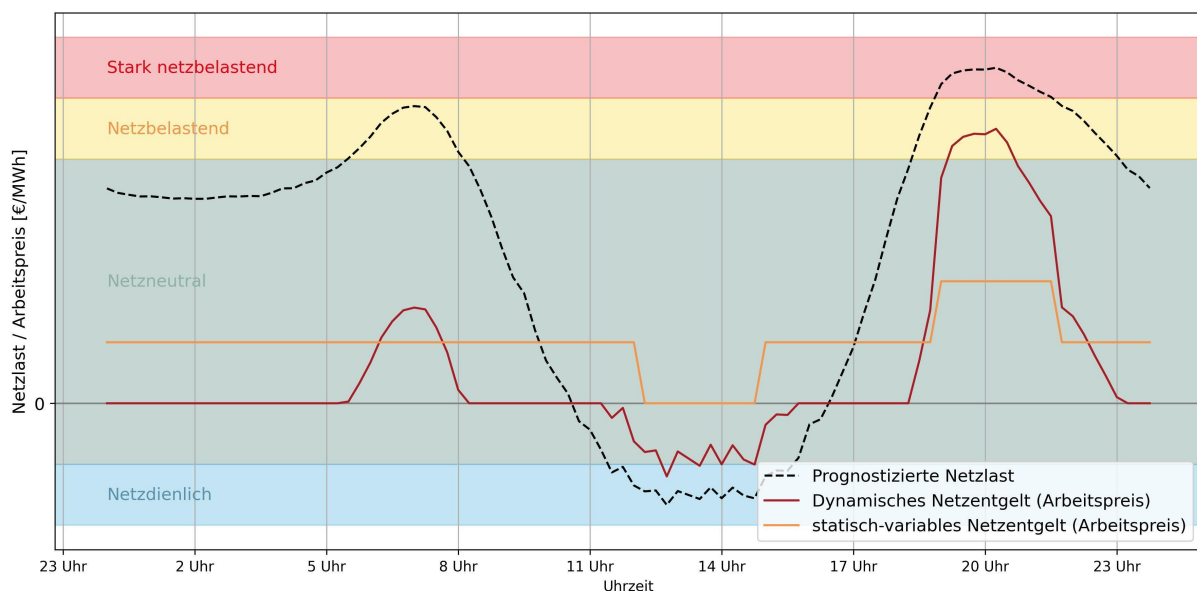
88. Ein Mechanismus für statisch zeitvariable Netzentgelte könnte auf der Grundlage der bereits eingeführten zeitvariablen Netzentgelte („Modul 3“, siehe Tz. 83) aufgebaut werden. Netzbetreiber könnten dabei mindestens zwei Stunden jedes Tages als Hochlasttarifstufe und die gleiche Anzahl an Stunden am Tag als Niedrigtarifstufe definieren. Der verbrauchsabhängige Arbeitspreis kann in Hochlasttarifstunden maximal verdoppelt werden, in Niedriglasttarifstun-

den dafür vollständig entfallen. Darüber hinaus würden die Netzentgelte nicht verändert, insbesondere gäbe es keine pauschale Reduzierung („Modul 1“). Die Teilnahme an statisch zeitvariablen Netzentgelten kann dann von allen Endkundinnen und Endkunden mit mME freiwillig in Anspruch genommen werden. Abbildung 2.5 stellt den Tagesverlauf eines solchen Arbeitspreises exemplarisch dar.

89. Eine Verdoppelung der verbrauchsabhängigen Netzentgelte in Hochlasttarifstunden würde den Ausfall in Niedriglasttarifstunden überkompensieren, wodurch Mehreinnahmen an gezahlten Netzentgelten zu erwarten wären. Netzbetreiber sollten daher die Möglichkeit haben, geringere Hochlasttarife anzusetzen, um statisch zeitvariable Netzentgelte für mehr Endkundinnen und Endkunden attraktiv zu machen.

90. Für die initiale Definition der Hochtarif- und Niedrigtarifstunden könnten die Netzbetreiber eine einheitliche Benchmark-Regelung entwickeln. In einem zweiten Schritt wäre es sinnvoll, Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit einzuräumen, von dieser Benchmark abzuweichen, um regionale Besonderheiten besser abzubilden. Beispielsweise könnte ein Verteilnetz, in dem ein Nachfragehoch typischerweise erst später einsetzt, den ursprünglichen Peak-Zeitraum um eine Stunde nach hinten verschieben, um die individuelle Netzlast darzustellen.

Abbildung 2.5: Exemplarischer Verlauf der verbrauchsbedingten prognostizierten Netzbelastung, sowie statisch-variabler und dynamischer Netzentgelte im Tagesverlauf



Anmerkungen: Die Grafik stellt einen exemplarischen Verlauf einer prognostizierten Netzbelastung (z. B. in einem Verteilnetz) dar, mit Verbrauchspeaks in den Morgen- und Abendstunden sowie einem Einspeiseüberschuss in der Mittagszeit. Die Netzbelastung drückt dabei die zu diesem Zeitpunkt anfallenden Netzkosten durch eine zusätzliche nachgefragte Einheit Strom aus. Veränderungen des Arbeitspreises statisch-variabler (rot) bzw. dynamischer (blau) Netzentgelte sollen Endkundinnen und Endkunden anreizen, diese prognostizierte Netzlast zu glätten. Quelle: Eigene Darstellung.

2.5.3.4 Rahmenbedingungen für echte dynamische Netzentgelte schaffen

91. Langfristiges Ziel sollte es aus Sicht der Monopolkommission sein, dynamische Netzentgelte zu etablieren, die sowohl Markt- als auch Netzkomponenten angemessen berücksichtigen. Für eine praktikable Anwendung sind jedoch eine flächendeckende Installation von iMSys, eine vollständige Digitalisierung aller Netzteile zur Ermittlung der tatsächlichen Netzkosten einzelner Entnahmestellen – auch bezogen auf die vorgelagerten Netzebenen – sowie der Einsatz von Entscheidungsalgorithmen zur Steuerung von Einspeise- und Verbrauchseinheiten notwendig. „Echte“ dynamische Netzentgelte sind in den kommenden Jahren vor diesem Hintergrund kaum vorstellbar, könnten dann aber schrittweise – sobald in der entsprechenden Region die Bedingungen dafür erfüllt sind – eingeführt werden. Entsprechend sollten die Rahmenbedingungen zeitnah geschaffen werden.

92. Angelehnt an den Day-Ahead-Handel an der Strombörse könnten auch dynamische Netzentgelte jeweils am Vortag in 15-Minuten-Intervallen festgelegt werden. Um strategische Verhaltensweisen im Stromhandel – z. B. sog. Increase/Decrease Gaming¹⁸ – zu vermeiden, sollte der Netzentgeltbestandteil idealerweise kurz vor der Festlegung der Börsenstrompreise bestimmt werden, etwa täglich um 10 Uhr (siehe z. B. das Projekt „Grids&Benefits“ von TenneT; Nolting, 2025). Grundlage für die Berechnung des Netzentgelts wäre die erwartete Netzauslastung am Folgetag, basierend auf der prognostizierten zeitlichen und räumlichen Nachfrage. Endkundinnen und Endkunden würden im Rahmen dynamischer Stromtarife weiterhin Day-Ahead-Preise in 15-Minuten-Auflösung erhalten, die künftig jedoch sowohl Markt- als auch Netzinformationen enthalten.

93. Da die Refinanzierung der Netze im Wesentlichen über verbrauchsunabhängige Netzentgeltkomponenten erfolgen soll, kann der Arbeitspreis gezielt zur Abbildung der aktuellen Netzauslastung eingesetzt werden. Entscheidend ist dabei, dass der Arbeitspreis eine ausreichend große Spannweite aufweist: In Situationen, in denen Markt- und Netzpreise widersprüchliche Signale senden, muss der netzseitige Arbeitspreis in der Lage sein, die Marktsignale zu übertreffen. Denn Netzrestriktionen setzen marktlichen Gegebenheiten natürliche Grenzen, um zu einer physikalisch realisierbaren Allokation zu gelangen.

94. Zudem ist es aus Effizienzgründen wünschenswert, möglichst viele Netzlastsituationen durch die intelligente (Selbst-)Steuerung durch die Endkundinnen und Endkunden marktlich zu bewältigen, bevor netzseitige (Fremd-)Steuerungsmaßnahmen erforderlich werden. Auch hierfür setzen stark schwankende Arbeitspreise stärkere Anreize und tragen damit zur Systemeffizienz bei. Eine netzseitige (Fremd-)Steuerung – z. B. in Form einer Dimmung flexibler Verbrauchsanlagen – könnte sich dann auf Szenarien konzentrieren, in denen eine kurzfristige Änderung nach dem Day-Ahead-Markt eintritt und eine Anpassung erforderlich macht.¹⁹

¹⁸ Damit wird ein strategisches Angebotsverhalten (z. B. Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten) im Stromhandel bezeichnet, um dadurch die (anschließend festgelegten) dynamischen Netzentgelte zu beeinflussen und finanziell zu profitieren.

¹⁹ Hierbei wäre denkbar, die für eine netzseitige Fremdsteuerung zur Verfügung stehenden Kapazitäten auszu-schreiben.

95. Die Monopolkommission schlägt vor, im Rahmen „echter“ dynamischer Netzentgelte neben einer starken verbrauchsunabhängigen Komponente einen Arbeitspreis einzuführen, der sich vollständig an der lokalen Netzauslastung orientiert. Zu den meisten Zeitpunkten ist ein Netz voraussichtlich nur gering ausgelastet, sodass eine Veränderung der Ein- oder Ausspeisung keine Belastung darstellt. In diesen Fällen sollte der Arbeitspreis null betragen. Erst bei erhöhter Netzbelastung infolge gesteigerten Verbrauchs sollte der Arbeitspreis für die Endkundinnen und Endkunden kontinuierlich ansteigen. Je kritischer die Belastung, desto stärker muss auch die Preissteigerung ausfallen. Umgekehrt kann der Arbeitspreis negativ werden, wenn die Netzbelastung durch überschüssige Einspeisung steigt. In solchen Situationen wirkt zusätzlicher Verbrauch netzdienlich und kann durch negative Arbeitspreise gezielt angereizt werden. Abbildung 2.5 veranschaulicht ein solches Arbeitspreisprofil beispielhaft. Der Arbeitspreis für Einspeiser könnte dabei spiegelbildlich zum Verbrauchspreis ausgestaltet werden (siehe Kapitel 2.5.4).

96. Der Einsatz negativer Arbeitspreise bietet insbesondere den Vorteil, dass netzdienlicher Mehrverbrauch bzw. eine reduzierte Einspeisung gezielt und wirksam angereizt werden können. Zudem lässt sich auf diese Weise die Schwankungsbreite der Arbeitspreise deutlich erhöhen, ohne dass diese einen größeren Anteil an den insgesamt zu zahlenden Netzentgelten ausmachen. Je stärker sich positive und negative Arbeitspreise über das Jahr hinweg gegenseitig ausgleichen, desto größer ist der Anteil der verbrauchsunabhängigen Entgeltkomponente an den Gesamtnetzentgelten. Dies verbessert die Planbarkeit und Investitionssicherheit sowohl für die Endkundinnen und -kunden als auch für die Netzbetreiber.

2.5.4 Erzeugungsanlagen über Netzentgelt auf Einspeisung beteiligen

97. Der Ausbau und die Integration erneuerbarer Energien verursachen aufgrund schwankender Einspeiseprofile erhebliche Netzkosten. Diese Kosten entstehen insbesondere dort, wo die Einspeisung zusätzliche Netzbelastungen hervorruft. Die Erzeugungsanlagen erhalten aber keine Signale über Netzkapazitäten. Dabei könnte netzdienliche Einspeisung zu einem effizienteren System beitragen und damit zu niedrigeren Strompreisen führen. Bisher werden die Netzentgelte in Deutschland ausschließlich durch die Endkundinnen und -kunden getragen. Diese Logik wird jedoch mittlerweile hinterfragt und ist auch keineswegs selbstverständlich.²⁰ Die Diskussion über eine Beteiligung von Erzeugungsanlagen an den Netzkosten gewinnt zunehmend an Relevanz.

98. Ziel der Einführung einer erzeugerseitigen Netzentgeltkomponente wäre es, Erzeugungsanlagen als Mitverantwortliche an Netzkosten zu beteiligen. Ein erzeugerseitiges Netzentgelt (im Folgenden auch G-Komponente genannt, G steht für *generation*) könnte als Steuerungsinstrument dazu beitragen, den Bedarf an kostenintensivem Netzausbau zu reduzieren und so den strukturellen Nord-Süd-Engpass in Deutschland zu entlasten. Nach geltendem Recht sind Erzeugungsanlagen gemäß § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV von der Zahlung von Netzentgelten ausgenommen. Netzbetreiber dürfen daher von Kraftwerksbetreibern bisher keine Zahlungen für

²⁰ In zahlreichen europäischen Ländern müssen auch Stromerzeuger Netzentgelte zahlen (siehe Abbildung 2.6).

die Netznutzung verlangen (Monopolkommission, 2013, Tz. 347). § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV und die Frage, ob zukünftig auch Stromerzeuger an den Netzkosten beteiligt werden sollen, sind Teil der Regelungen, deren Änderung und Weiterentwicklung in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fällt.²¹ Ihr obliegt zukünftig die Entscheidung über Einführung und Ausgestaltung einer G-Komponente.

99. Rechtliche Vorgaben stehen der Einführung eines erzeugerseitigen Netzentgeltes nicht entgegen. Die Netzentgelte müssen nach den Vorgaben der EBM-VO und des EnWG die Netzkosten verursachungsgerecht und sachgerecht auf Erzeuger sowie auf Endkundinnen und -kunden verteilen. Zudem muss die Netzentgeltsystematik zu effizienten Standortentscheidungen und zur Gesamteffizienz des Verteilernetzes beitragen (Art. 18 Abs. 3 EBM-VO, § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a EnWG). Sie darf insbesondere nicht zwischen Erzeugungsanlagen diskriminieren, die an verschiedene Netzebenen angeschlossen sind (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EBM-VO). Eine Verpflichtung der Mitgliedstaaten zur Einführung einer G-Komponente besteht allerdings nicht, solange die Gesamteffizienz des Netzes auch auf andere Weise gewährleistet werden kann. Anforderungen an die Gesamthöhe einer G-Komponente ergeben sich zudem aus einer Verordnung der Kommission (Verordnung (EU) Nr. 838/2010, 2010), die ein maximales Durchschnittsentgelt von EUR 0,5 pro MWh für alle an der G-Komponente beteiligten Erzeuger vorsieht (Art. 2 i. V. m. Anhang Teil B Verordnung (EU) Nr. 838/2010).²² Auch diese Verordnung steht erzeugungsabhängigen Formen oder einem vollständigen Verzicht auf ein erzeugerseitiges Entgelt daher nicht entgegen.²³

100. Damit ist die rechtliche Grundlage für eine mögliche Einführung eines erzeugerseitigen Netzentgelts gegeben. Dessen mögliche Ausgestaltung und Wirkung werden anschließend näher betrachtet.

2.5.4.1 Ausgestaltung und Wirkung eines erzeugerseitigen Netzentgelts

101. Der nachfolgende Vorschlag adressiert Erzeugungsanlagen über 5 MW, deren wirtschaftliche Tätigkeit in der Vermarktung von Energie besteht. Diese Begrenzung ermöglicht es, die administrativen Aufwendungen für erzeugerseitige Netzentgelte gering zu halten und sich auf Anlagen mit dem größten Potenzial zur Senkung der Systemkosten zu konzentrieren. Anlagengrößen unter diesem Schwellenwert wären ausgenommen. Vergleichbare Begrenzungen sind in Österreich, Irland, Rumänien und Belgien zu finden.

102. Nachfolgend wird die Einführung eines erzeugerseitigen Netzentgelts ausschließlich für Neuanlagen aller Technologien diskutiert. Zum einen wird dadurch die finanzielle Planungssicherheit für Investoren nicht verschlechtert. Dies könnte sich ansonsten negativ auf zukünftige

²¹ Vgl. § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a EnWG, wonach die Bundesnetzagentur Regelungen zur Verteilung von Netzkosten auf verschiedene Nutzergruppen treffen kann. Unter den Begriff des Netznutzers fallen gem. § 3 Nr. 28 EnWG auch Unternehmen, die Energie in das Elektrizitätsnetz einspeisen.

²² Eine eingehendere Auseinandersetzung mit der Verordnung (EU) Nr. 828/2010 findet sich bereits im 5. Sektorgutachten Energie der Monopolkommission (2015, Tz. 316 ff.).

²³ Dies ergibt sich mittelbar aus Anhang B Ziff. 2 UAbs. 2 Ziff. 1 VO (EU) Nr. 828/2010, wonach z. B. Baukostenzuschüsse bei der Berechnung nicht zu berücksichtigen sind.

Investitionsentscheidungen auswirken, da Investoren das Risiko regulatorischer Änderungen höher bewerten würden. Zum anderen wird der Netzausbau zwar maßgeblich durch erneuerbare Anlagen getrieben, jedoch könnte eine technologiespezifische Beschränkung zu Verzerrungen zwischen den Erzeugungstechnologien führen. Wie bereits früher dargelegt (Monopolkommission, 2017), könnte ein nach Bundesland differenziertes, erzeugerseitiges Arbeitsentgelt – ausschließlich für Anlagen erneuerbarer Energien – zu einer verbrauchsnäheren Standortwahl führen und substanzielle Wohlfahrtsgewinne durch die Vermeidung von Netzengpässen und Netzausbaubedarf ermöglichen. Die Wohlfahrtswirkung dürfte maßgeblich erhalten bleiben, wenn alle Neuanlagen betrachtet werden. Vor diesem Hintergrund werden nun Ausgestaltung und Wirkung eines erzeugerseitigen Netzentgelts diskutiert.

103. Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung führt ein Netzentgelt auf Einspeisung zu einer Umverteilung zulasten derer, die aktuell von Netzentgelten befreit sind. Dies sind oftmals energieintensive Unternehmen. Der Grund ist, dass die G-Komponente über den Strompreis durch die Erzeugungsanlagen internalisiert wird. Wenn Erzeuger über die G-Komponente einen Finanzierungsbeitrag leisten, verbreitert sich die Finanzierungsbasis. Dadurch verringert sich das Netzentgelt für Entnahme. In Summe profitierten also diejenigen, die aktuell Netzentgelte zahlen, während netzentgeltbefreite Kundenkreise Verluste erlitten.

104. Die Wirkung eines erzeugerseitigen Netzentgelts hängt von der konkreten Ausgestaltung ab. Eine pauschale G-Komponente in Form eines Grundpreises oder Kapazitätspreises (siehe Infokasten zu Arten und Ausgestaltung von Netzentgelten) dient als reines Finanzierungsinstrument zur Beteiligung an den Systemkosten. Mit dieser Ausgestaltung wären allerdings erhebliche Defizite verbunden. Die undifferenzierte Erhebung einer G-Komponente hätte keine Lenkungswirkung und könnte die regionalen sowie zeitlichen Unterschiede der Netzbelastung nicht abbilden. Es ist davon auszugehen, dass die zu leistenden Netzentgelte auf die Erzeugungskosten aufgeschlagen und über den Strompreis an Endkundinnen und -kunden weitergegeben würden. Wie im bestehenden Marktdesign würde weiterhin der kostengünstigste Erzeuger ohne Beachtung von Transportkapazitäten im Übertragungsnetz einspeisen. Vor diesem Hintergrund lehnt die Monopolkommission, wie bereits früher, eine pauschale G-Komponente ab.

105. Aus den gleichen Gründen lehnt die Monopolkommission die Einführung eines Baukostenzuschusses für Erzeugungsanlagen zur Steuerung der Ansiedlung ab. Im Gegensatz zu einem erzeugerseitigen Netzentgelt, das bei der Einspeisung anfällt, ist der Baukostenzuschuss eine einmalige Zahlung für Netzausbau oder -erweiterung bei der Anschlusserrstellung. Zwar könnte der Zuschuss netzdienliche Standortentscheidungen anreizen, jedoch liegt der wesentliche Nachteil in der fehlenden Wirkung auf das Einspeiseverhalten der Erzeugungsanlagen. Aufgrund seiner fixen Ausgestaltung beeinflusst der Zuschuss den Dispatch nicht und entfaltet damit keine Lenkungswirkung.

106. Soll ein Einspeisenetzentgelt eine Lenkungswirkung auf die Einspeisung entfalten, so muss durch das Entgelt ein Ex-ante-Preissignal gesendet werden. Das Preissignal sollte die mit

der Einspeisung verbundenen Grenzkosten widerspiegeln. Im Folgenden werden verschiedene Ansätze zur Gestaltung einer differenzierten G-Komponente genauer diskutiert.

107. Eine regional differenzierte G-Komponente für Neuanlagen beeinflusst deren Standortentscheidung. In Deutschland wäre es systemdienlich, wenn Erzeugungsanlagen im Norden höhere Netzentgelte zahlen, während Anlagen im Süden und Westen geringere Entgelte entrichten. Bei der konkreten Ausgestaltung bestünde ein Trade-off zwischen regionaler Granularität und praktischer Umsetzbarkeit. Die Studie von Grimm u.a. (2015) zeigt, dass eine Differenzierung nach Bundesländern Wohlfahrtsgewinne ermöglichen kann. Die Aufteilung nach Bundesländern ist vermutlich dennoch nicht optimal. Es verbleibt Forschungsbedarf, wie granular die regionale Differenzierung erfolgen sollte und ob bereits eine Nord-Süd-Differenzierung in Deutschland ausreichen könnte, um vergleichbare Wohlfahrtsgewinne zu generieren.

108. Je nach konkreter Ausgestaltungsform einer G-Komponente würden unterschiedliche Anreizwirkungen entstehen. Dabei kann das Netzentgelt auf Basis eines Leistungs- oder Arbeitspreises festgelegt werden und räumliche und zeitliche Differenzierungen berücksichtigen. Ein regional differenziertes Entgelt in Form eines Leistungspreises bezieht sich auf die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten an netzdienlichen Standorten, unabhängig von der tatsächlichen Produktionsmenge für einen bestimmten Zeitraum (z. B. ein Jahr). Daher betrifft es Technologien mit geringen Volllaststunden wie Spitzenlastkraftwerke oder volatile erneuerbare Energien stärker. Eine leistungsorientierte Netzentgeltkomponente entfaltet ihre Wirkung nur in der Spitzenlaststunde. Daher ist ein geringer Einfluss auf die Merit Order, also die Reihenfolge, in der Kraftwerke nach ihren Grenzkosten zur Stromerzeugung eingesetzt werden, zu erwarten. Während der Spitzenlaststunden wird ein Knappheitspreis gebildet. In dieser Zeit müssen Erzeugungsanlagen entscheiden, ob die Extrakosten aufgrund der Leistungserhöhung durch die Mehrgewinne gedeckt werden. Folglich fallen bei einem räumlich differenzierten erzeugerseitigen Netzentgelt auch in Situationen, in denen eine Leistungserhöhung netzdienlich ist, Extrakosten an. Erzeugungsanlagen können ihre Produktion abregeln, um Extrakosten zu vermeiden. Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien würden während der Systemspitzen oft nicht mit maximaler Leistung produzieren. Daher könnte die Einspeisegebühr nicht vollständig durch Großhandelsumsätze ausgeglichen werden, was deren Einnahmen schwächt und sie weniger wettbewerbsfähig macht.

109. Ein dynamisches erzeugerseitiges Netzentgelt auf Leistungspreisbasis gekoppelt an die Systemlast könnte diesen Nachteil nur teilweise abmildern. In diesem Fall bestünde das Erzeugerentgelt aus zwei Komponenten. Die erste Komponente ist ein Entgelt für Zeiten, in denen die Individuallastspitze mit der Systemlastspitze zusammenfällt. Wenn die betroffene Erzeugungsanlage ihre Last reduziert und somit engpassentlastend agiert, können Systemkosten gesenkt werden. Die zweite Komponente ist ein Entgelt für Zeiten, in denen die Individuallastspitze nicht zeitgleich mit der Systemlastspitze auftritt. Allerdings können auch unter dieser Systematik Knappheitspreise während Spitzenlastzeiten entstehen, was politischen Wünschen nach niedrigeren Strompreisen widersprechen würde.

110. Demgegenüber steht die Ausgestaltung eines erzeugerseitigen Netzentgelts als Arbeitspreis. Dieser Ansatz würde verstärkt Erzeugungsanlagen mit hohen Volllaststunden belasten, da sie kontinuierlich zur Bedienung der Nachfrage im Einsatz sind. Dazu gehören beispielsweise Grundlastkraftwerke. Sie unterlägen damit einer stärkeren Belastung als erneuerbare Energien oder Spitzenlastkraftwerke.

111. Ein räumlich differenzierter arbeitspreisbasierter Ansatz beeinflusst die Grenzkosten der Erzeugungsanlage direkt und hat damit Einfluss auf die Merit Order. Die G-Komponente würde als Kostenfaktor in die Gebotspreise einfließen. Der Großhandelspreis würde sich folglich erhöhen, da Erzeuger die Kostenlast auf Verbraucherebene umwälzen. Aufgrund der regional differenzierten Höhe des Entgeltes könnte es daher zu Veränderungen im Dispatch kommen. Da arbeitspreisbasierte Entgelte letztendlich von den Endkundinnen und -kunden getragen werden, sollte die G-Komponente im Erwartungswert über alle Anlagen hinweg auf null gesetzt werden. Dies beeinträchtigt die Lenkungswirkung nicht. Auch eine aufkommensneutrale G-Komponente auf Arbeitspreisbasis bietet Anreize für netzdienliches Verhalten. Erzeugungsanlagen können durch netzdienliches Verhalten ihre zu zahlenden Netzentgelte reduzieren, was entsprechende Anreize schafft. Netzdienliche Einspeisung senkt Systemkosten, sodass es nicht zu einer Finanzierungslücke käme. Geringe Systemkosten führen aber zu niedrigeren Netzentgelten und damit zu einem niedrigeren Strompreis.

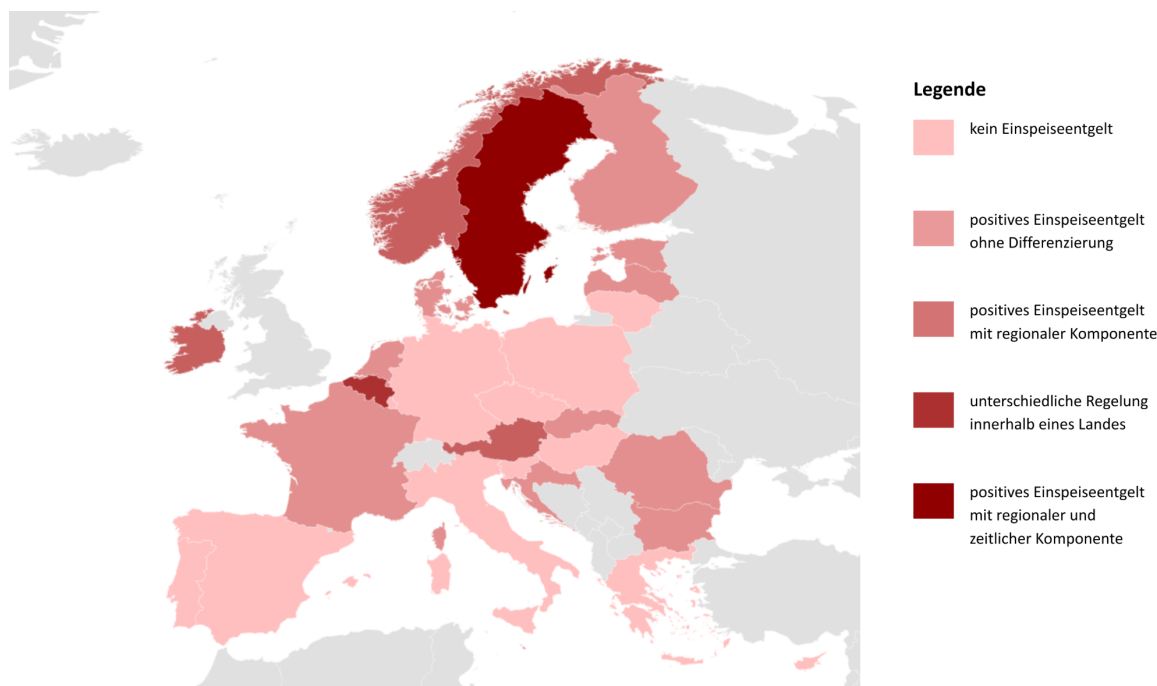
112. Ein wesentlicher Nachteil des räumlich differenzierten arbeitsbasierten Ansatzes ist, dass das Entgelt auch in Zeiten ohne Netzengpass wirkt. In diesen Zeiten ist die räumliche Differenzierung nicht gerechtfertigt. Um dieses Argument zu entkräften, käme eine dynamische G-Komponente in Betracht. Ein dynamischer Arbeitspreis sollte ökonomisch den Grenzkosten einer zusätzlichen Kilowattstunde zum Einspeisezeitpunkt und -ort entsprechen. Dies würde eine Nodalpreislösung simulieren. In netzengpassfreien Zeiten läge das Entgelt bei null, bei netzdienlicher Einspeisung wäre es negativ, in Engpasszeiten positiv. Um in Zeiten kritischer Netzauslastung wirksame Signale zu setzen, muss der Arbeitspreis ausreichend Spielraum nach oben und unten aufweisen, um Marktpreissignale deutlich zu über- oder unterschreiten. Dies folgt im Grunde der allgemeinen Idee zu dynamischen Netzentgelten aus Textziffer 95 f. Erfolgt die Ausgestaltung in dieser Form, ist es möglich, dass die G-Komponente im Erwartungswert über alle Anlagen hinweg aufkommensneutral ist und dennoch eine Lenkungswirkung entfaltet, ohne Erzeugungsanlagen im Mittel zu belasten.

113. Leistungs- und arbeitspreisbasierte Ansätze weisen unterschiedliche Vor- und Nachteile auf. Der wesentliche Nachteil arbeitspreisbasierter Entgelte, dass sie ihre Wirkung auch in engpassfreien Zeiten entfalten, lässt sich durch eine dynamische Ausgestaltung beheben. Ein dynamischer Arbeitspreis, der sich an den zeitpunkt- und ortsspezifischen Grenzkosten der Einspeisung orientiert, setzt nur bei tatsächlichen Netzengpässen Preissignale. Durch einen Erwartungswert von null über alle Anlagen wird zudem eine systematische Benachteiligung deutscher Erzeuger vermieden, während die Lenkungswirkung erhalten bleibt.

2.5.4.2 Einspeisenetzentgelte in Europa

114. Im europäischen Ausland haben bereits 15 Staaten²⁴ Einspeisenetzentgelte eingeführt. Die Regulierungsbehörden folgen mit der G-Komponente vornehmlich dem Prinzip der Kostenreflexivität. In diesen Ländern ist der Beitrag der G-Komponente zur Netzfinanzierung dennoch gering. Der Anteil der Einspeisenetzentgelte an der Deckung der Übertragungsnetzkosten liegt in der überwiegenden Anzahl der Länder unter 7 Prozent, bei einer Spannweite von 3 bis 35 Prozent. Auch für Verteilnetzkosten ist der Deckungsgrad unter 5 Prozent, mit der Ausnahme Schwedens, wo er in einer Region um 30 Prozent erreicht. Die Ausgestaltung der G-Komponente erfolgt typischerweise über eine Kombination aus nutzungs- und leistungsabhängigen Komponenten, wobei der nutzungsabhängigen Komponente ein höheres Gewicht zukommt (ACER, 2023).

Abbildung 2.6: Einspeisenetzentgelte in Europa



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ACER (2023).

115. Während wenige Länder Anreizmechanismen wie eine regionale oder zeitliche Differenzierung implementierten, hat beispielsweise der Übertragungsnetzbetreiber in Dänemark eine geografisch differenzierte G-Komponente zur Deckung von Betriebsausgaben und Netzverlusten implementiert. Das System differenziert zwischen zwei Erzeugerkategorien. Anlagen unter 50 kW tragen ausschließlich Verteilnetzkosten, während Anlagen über 50 kW zusätzlich zu den Übertragungsnetzkosten beitragen. Das Übertragungsnetz wiederum ist in zwei Preiszonen unterteilt. In Regionen mit Angebotsüberschuss beträgt die G-Komponente EUR 1,2 /MWh, in Regionen mit Nachfrageüberschuss EUR 0,4 /MWh (ACER, 2025a). Keine nationale Regulierungs-

²⁴ 14 EU-Staaten (AT, BE, BG, DK, EE, FI, FR, IE, LV, MT, NL, RO, SE, SK) und Norwegen.

behörde hat signifikante Wettbewerbsnachteile für inländische Erzeuger gegenüber ausländischen Konkurrenten aufgrund von Einspeisenetzentgelten festgestellt. Das Fehlen von Wettbewerbsverzerrungen wird mit dem geringen Anteil der Netzentgelte an den Gesamtkosten begründet. Da eine G-Komponente bereits in weiten Teilen der Nachbarländer eingeführt wurde, lässt sich von einer Angleichung zum europäischen Ausland ausgehen. Zudem zeigen europäische Erfahrungen, dass auch keine Wettbewerbsverzerrungen innerhalb eines Landes festgestellt werden können, da für alle Erzeuger erzeugerseitige Netzentgelte anfallen (ACER, 2023). Lediglich in der belgischen Region Wallonien werden Maßnahmen zur Vermeidung grenzüberschreitender Wettbewerbsverzerrungen getroffen, indem die G-Komponente auf Grundlage des gewichteten Durchschnitts der in den Nachbarländern angewandten Einspeiseentgelte berechnet wird (ACER, 2023).

2.5.4.3 Handlungsempfehlung: Einspeisung über Netzentgelte steuern

116. Aus Sicht der Monopolkommission stellen nodale Preise das ökonomisch effizienteste Instrument zur netzdienlichen Steuerung der Einspeisung von Erzeugungsanlagen dar. Da Reformen wie die Einführung eines solchen Preissystems oder mehrerer Preiszonen politisch derzeit kaum durchsetzbar sind, empfiehlt die Monopolkommission als verbleibende Lösung die Einführung eines erzeugerseitigen Netzentgelts. Ziel dieser Maßnahme ist es, eine Lenkungswirkung im Sinne der Netzdienlichkeit zu erreichen. Sie soll ausschließlich als Lenkungsinstrument dienen und nicht zur allgemeinen Netzfinanzierung.

117. Die Monopolkommission schlägt daher vor, ein dynamisches, erzeugerseitiges Netzentgelt basierend auf einem Arbeitspreis einzuführen. Der Arbeitspreis sollte in Zeiten, in denen die Einspeisung netzneutral ist und keine weiteren Netzkosten verursacht, auf null gesetzt werden. In Zeiten, in denen Einspeisung netzbelastend ist und zusätzliche Netzkosten verursacht, sollte er positiv ausfallen. In Zeiten, in denen Einspeisung netzdienlich ist und Netzkosten reduziert, sollte das arbeitspreisbasierte Netzentgelt negativ ausfallen. Eine netzdienliche Einspeisung senkt die Systemkosten und führt dadurch zu niedrigeren Netzentgelten und Strompreisen.

118. Die Ausgestaltung sollte aufkommensneutral über alle Neuanlagen erfolgen. Dies stellt die reine Lenkungswirkung des erzeugerseitigen Netzentgeltes sicher, und Wettbewerbsverzerrungen zulasten deutscher Erzeugungsanlagen im Ausland werden vermieden. Die Ausgestaltungsform des erzeugerseitigen Netzentgelts sollte über einen längeren Zeitraum festgelegt werden, um Investitionssicherheit zu gewährleisten.

2.5.5 Stärkere Beteiligung von Haushalten und Unternehmen mit Eigenversorgung

119. Eigenversorgung kann von Einzelpersonen, Industrieunternehmen oder Gemeinschaften, die Energie konsumieren und zugleich selbst produzieren, beispielsweise mittels PV-Anlagen auf ihren Dächern, betrieben werden. In Deutschland sind rund fünf Millionen Haushalte Eigenversorger (European Environment Agency., 2022). Oftmals werden Eigenversorger auch als „Prosumer“ (eine Zusammensetzung aus „consumer“ und „producer“) bezeichnet.

120. Unternehmen und Haushalte mit Eigenversorgung weisen eine deutlich niedrigere Nachfrage nach Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung auf als vergleichbare Endkundinnen und -kunden ohne Eigenproduktion. Gleichzeitig tragen sie jedoch zum Kapazitätsbedarf bei, da sie das Netz weiterhin nutzen. Netzkosten sind kapazitätsabhängig, werden aber in ihrer aktuellen Form maßgeblich über mengenbasierte Netzentgelte refinanziert (ACER, 2023).

121. In Zeiträumen, in denen die Eigenproduktion den Eigenverbrauch übersteigt, vornehmlich während der Sommermonate, speisen Unternehmen und Haushalte mit Eigenversorgung den erzeugten Überschuss in das öffentliche Versorgungsnetz ein. Die Solar-Eigenerzeugung betrug im Jahr 2024 mehr als 12 TWh. Im gleichen Jahr wurde ein Drittel des Solarstroms – darunter auch Strom aus Eigenerzeugung – zu negativen Börsenpreisen eingespeist (Hirth, 2025a). Da über die Netzentgelte keine Signale zur aktuellen Netzlast an die Unternehmen und Haushalte mit Eigenversorgung übermittelt werden, erfolgt die Einspeisung ohne Rücksicht auf Netzengpässe. Mit steigendem Anteil von Unternehmen und Haushalten mit Eigenversorgung ist davon auszugehen, dass die Einspeisung von Überschussenergie häufiger zu Netzengpässen beiträgt. Hirth (2025a) schätzt, dass der Strompreis ohne Eigenversorgung rund 1 ct/kWh geringer ausfallen würde.

122. In Zeiträumen, in denen der Stromverbrauch von Unternehmen und Haushalten mit Eigenversorgung deren Eigenproduktion übersteigt, erfolgt die Bedarfsdeckung durch Bezug aus dem öffentlichen Versorgungsnetz. Dies tritt in Deutschland besonders ausgeprägt in den Abendstunden sowie in den Wintermonaten auf. Die saisonale und tageszeitliche Abhängigkeit der Eigenversorgung vom Stromnetz führt zu der Notwendigkeit, die Netzinfrastruktur an ihrem Anschluss in vollem Umfang zu dimensionieren. Das Netz bleibt damit auch für Unternehmen und Haushalte mit Eigenversorgung ein wichtiger Bestandteil der Versorgungssicherheit.

123. Wie bereits erwähnt führen die maßgeblich mengenbasierten Netzentgelte dazu, dass Eigenversorgung in bestimmten Situationen nicht netzdienlich ist, obwohl Eigenversorgung aus der Perspektive der Energiewende zu begrüßen ist. Zudem führt die aktuelle Netzentgeltsystematik dazu, dass die Finanzierung des Stromnetzes unter Druck gerät. Die Netzkosten verteilen sich auf eine stetig kleiner werdende Refinanzierungsbasis. Eine reduzierte Refinanzierungsbasis bedingt höhere Netzentgelte pro Einheit, was wiederum die wirtschaftlichen Anreize zur Eigenversorgung verstärkt. Diese Spirale birgt das Risiko eines Finanzierungsproblems der Netzinfrastruktur in der langen Frist.

2.5.5.1 Ausgestaltung und Wirkung von Netzentgelten auf Entnahme

124. Unternehmen und Haushalte mit Eigenversorgung, die das Netz weiterhin nutzen, sollten für die von ihnen verursachten Netzkosten aufkommen. Daher sollten Netzentgelte so gestaltet werden, dass Endkundinnen und -kunden sich entsprechend ihrer tatsächlichen Kostenverursachung an der Finanzierung der Netzinfrastruktur beteiligen. Die nun folgenden Überlegungen betreffen ausschließlich die Netzentgeltsystematik und berühren die bestehende Einspeisevergütung für Eigenversorgung nicht.

Netzentgelte für Haushalte und Unternehmen

Mit weniger als 100.000 kWh Jahresverbrauch



Grundpreis

basierend auf einem fixen Preis in Euro pro Monat

- von vielen Netzbetreibern erhoben
- trägt einen kleineren, aber festen Anteil zur Netzrefinanzierung

Beispiel:

EUR 10/Monat x 12 Monate
= EUR 120 /Jahr



Arbeitspreis

basierend auf dem tatsächlichen Stromverbrauch

- wichtiger Bestandteil der Netzentgelte
- trägt den höheren Anteil zur Netzrefinanzierung

Beispiel:

EUR 0,05/kWh x 4.000 kWh
= EUR 200/Jahr

125. Wie im Infokasten beschrieben, werden die Netzentgelte für Endkundinnen und -kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh über einen zweiteiligen Tarif, bestehend aus Arbeitspreis und Grundpreis, abgerechnet. Sofern ein Grundpreis erhoben wird, muss er gemäß § 17 Abs. 6 S.2 StromNEV in einem angemessenen Verhältnis zum Arbeitspreis stehen. Diese offene Formulierung im bestehenden regulatorischen Rahmen eröffnet die Möglichkeit, die Gewichtung zwischen Arbeitspreis und Grundpreis zu verändern. Hinzu kommt, dass die Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur ausdrücklich die Änderung der verschiedenen Entgeltkomponenten umfasst (§ 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. d EnWG) und damit Regelungen ermöglicht, die dem Grundpreis eine größere Bedeutung bei der Netzfinanzierung zuweisen. Unter der Annahme unveränderter Verbrauchsmuster würde diese Umverteilung Endkundinnen und -kunden ohne Eigenversorgung entlasten. Gleichzeitig würden Endkundinnen und -kunden mit Eigenversorgung einen höheren Beitrag zur Netzfinanzierung leisten, der ihrer Inanspruchnahme der Netzinfrastuktur besser entspricht. Diese Neugewichtung würde auch dem im deutschen und europäischen Rechtsrahmen angelegten Verursacherprinzip stärker

Rechnung tragen.²⁵ Die Abrechnung über einen Grundpreis, der – bei entsprechender Informationsverfügbarkeit – zwischen Endkundinnen und -kunden mit und ohne Eigenversorgung unterscheidet, wäre eine Möglichkeit, Netzkosten stärker verursachungsgerecht abzubilden.

126. Ein häufig gegen die Neugewichtung von Arbeits- und Grundpreis vorgebrachtes Argument betrifft die potenziell anreizsenkende Wirkung auf das energieeffiziente Verhalten von Verbraucherinnen und Verbrauchern. Eine stärkere Gewichtung des Grundpreises führt zur Schwächung des verbrauchsabhängigen Preissignals, was zu erhöhtem Energieverbrauch führen kann (Arnold u. a., 2022). Jedoch ist zu beachten, dass es sich bei diesem Reformvorschlag lediglich um die Neugewichtung von Arbeits- und Grundpreis innerhalb einer Teilkomponente des Gesamtstrompreises handelt. Der Strompreis setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen (siehe Abbildung 2.1). Vor diesem Hintergrund ist nicht davon auszugehen, dass es zu einem starken Anreizverlust hinsichtlich der Energieeffizienz kommt.

127. Mehrere Studien zeigen, dass die Reduzierung des Arbeits- und die Erhöhung des Grundpreises bei Haushalten sowohl die Anreize zum Eigenverbrauch bei Eigenversorgung als auch die Rentabilität von PV-Anlagen senkt und damit deren Adoption (Arnold u. a., 2022). Wie Fett u. a. (2019) zeigen, führt die verstärkte Verlagerung von Netzkosten in den Grundpreis bei Haushalten zu kleineren PV-Eigenanlagen und zu einer reduzierten Dimensionierung von Batteriespeichern. Da die Förderung der Eigenversorgung politisch gewollt ist, sollte diese außerhalb der Netzentgeltsystematik erfolgen, zum Beispiel durch Subventionszahlungen bei Anschaffung einer Anlage.

128. Ein weiterer Aspekt betrifft die sozialen Verteilungseffekte einer Neugewichtung der Tarifstruktur. Eine Stärkung des Grundpreises würde kleinere Haushalte mit niedrigem Energieverbrauch – also tendenziell einkommensschwächere Haushalte – relativ gesehen stärker belasten.

129. Auch dynamische Netzentgelte stellen ein Instrument zur kostenverursachungsgerechten Verteilung der Netzkosten dar. Dabei könnte die aktuelle Tarifstruktur von Arbeitspreis und Grundpreis beibehalten werden. Während der Grundpreis weiterhin eine undifferenzierte Komponente bliebe, würde der Arbeitspreis nach Netzauslastung – wie in Tz. 95 beschrieben – variieren. In Zeiten mit hoher Netzlast, beispielsweise in den Abendstunden, würde sich die Arbeitspreiskomponente verteuern. In Zeiten mit geringer Netzlast, wie mittags und nachmittags im Sommer, kämen niedrigere oder sogar negative Netzentgelte zur Anwendung. In den verbleibenden Zeiten hätte das Netzentgelt eine Höhe von null. Im Grunde sollte sich die Höhe der Netzentgelte an den Grenzkosten der Netznutzung orientieren. Eine hohe Spannweite des Netzentgeltes ermöglicht eine reine Lenkungswirkung der Arbeitspreiskomponente und das Ausgleichen der negativen und positiven Anteile. Die Arbeitspreiskomponente sollte somit einen geringen Anteil der Gesamtkosten ausmachen. Dennoch böte dieses System Anreize, Flexibilisierungsmöglichkeiten wie beispielsweise Heimspeicher netzdienlich zu nutzen. Die ver-

²⁵ Vgl. Art. 18 Abs. 2 lit. a EBM-VO, wonach Tarifmethoden die Fixkosten widerspiegeln sollen, um angemessene Anreize zu setzen und die Effizienz zu steigern; zum deutschen Recht § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a EnWG.

stärkte Nutzung von Flexibilisierungsmöglichkeiten zur Vermeidung von Netzentgelten in Hochlastzeiten ist in diesem Fall nicht kritisch zu sehen, da diese zur Reduzierung der Netzbelastung dienen. Eigenversorgerinnen und -versorger sparen dabei kaum Netzentgelte, da sie ohnehin in Zeiten, in denen sie ihren Strom selbst produzieren, nur geringe Netzentgelte zahlen würden.

130. Eine weitere Möglichkeit, die Netznutzung von Unternehmen und Haushalten mit Eigenversorgung verursachungsgerecht zu adressieren, ist die Implementierung von Netzentgelten auf Basis der maximalen Jahresleistung innerhalb eines Jahres. Diese Tarife orientieren sich an der höchsten Leistungsabnahme eines Haushalts innerhalb eines Jahres. Eine Studie von Stokke u.a. (2010) deutet darauf hin, dass Haushalte mit leistungsbasierten Tarifen ihr Verbrauchsverhalten anpassen und die Spitzenlast reduzieren, was Systemkosten senkt. Die Tarife können so konzipiert werden, dass die aggregierten Kosten den bestehenden entsprechen und somit zu keinen signifikanten Erhöhungen der Einkommensschwankungen führen würden (Bjarghov u. a., 2022).

131. Die Umsetzung könnte in zwei Phasen erfolgen. In der kurzen Frist könnte ein Stufensystem eingeführt werden. Das Entgelt steigt schrittweise mit der Leistung, wobei Netzbetreiber die konkreten Leistungsstufen individuell nach den spezifischen Netzgegebenheiten festlegen können. In der langen Frist mit der flächendeckenden Einführung von Smart-Metern sollte gemäß konkret gemessener Leistung abgerechnet werden. Um der bidirektionalen Netznutzung durch Eigenversorgung Rechnung zu tragen, sollte das Leistungsmaximum der Bezugs- und Einspeiseleistung bewertet werden, sodass keine systematische Doppelbepreisung erfolgt. Um hinreichende Investitionssicherheit für Netzbetreiber zu gewährleisten, erscheint es sinnvoll, die Möglichkeit zur Anpassung der veranschlagten Leistung zeitlich zu begrenzen. Damit sollen Anpassungen nach Jahreszeit vermieden werden.

132. Für Haushalte und Unternehmen ohne Eigenversorgung würde die Implementierung leistungsbasierter Netzentgelte zu einer Reduzierung der Netzentgeltzahlung führen. Für Eigenversorgerinnen und -versorger hätte es zur Folge, dass ihr Kostenbeitrag ansteigen würde. Sie würden auf leistungsbasierte Tarife verstärkt mit Investitionen in Batteriespeichersysteme reagieren, um ihre individuelle Spitzenlast und damit ihre Stromrechnung zu reduzieren. Reduzierte Spitzenlasten können den Netzausbaubedarf verringern und damit zu einer Senkung der Gesamtnetzkosten beitragen, was positiv zu bewerten ist. Fett u.a. (2019) zeigen für die Haushaltsebene, dass leistungsbasierte Tarife im Vergleich zum Status Quo aufgrund der reduzierten Netzentgeltbeiträge von Haushalten mit Eigenversorgung und Speicheranlagen zu einem moderaten Anstieg der Stromkosten führen.

133. Auch eine Kombination aus Leistungspreis und dynamischem Arbeitspreis ist denkbar, um sowohl die Netzkosten verursachergerecht zu refinanzieren als auch Anreize für netzdienliches Verhalten zu setzen. Der Leistungspreis sollte dabei die Grundkosten der Netznutzung decken. Durch ausreichende Spannweite des Arbeitspreises wird gewährleistet, dass Haushalte und Unternehmen angereizt sind, ihr Verbrauchsverhalten netzdienlich zu gestalten. Insbesondere durch negative Arbeitspreise sollten diese Anreize nicht verloren gehen, damit keine Flexibilitätshemmnisse entstehen. Die Kombination aus Leistungspreis und dynamischem Arbeitspreis

vereint eine verursachergerechte Kostenzuordnung mit Anreizen zum netzdienlichen Verhalten und stellt daher die vorzugswürdige Option dar.

Netzentgelte für den Industrieverbrauch

Industriekunden mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch



Arbeitspreis

basierend auf dem tatsächlichen Stromverbrauch

Beispiel:

EUR 0,10/kWh x 200.000 kWh
=EUR 20.000



Leistungspreis

basierend auf der maximal gemessenen Leistung in einer Viertelstunde während des Abrechnungszeitraums

Beispiel:

500 kW x EUR 100/kW
=EUR 50.000

Rabatte durch Sondernetzentgelt möglich

Industriekunden können von erheblichen Entgeltreduzierungen bis zu 90 Prozent profitieren.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Sondernetzentgelte für den Industrieverbrauch

Industriekunden haben Anspruch auf ein individuelles Netzentgelt, wenn sie bestimmte Kriterien erfüllen.

Atypische Nutzung

(§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV)

Rabatt auf Netzentgelte, wenn die individuelle Jahreshöchstlast außerhalb des Hochlastzeitfensters des Netzbetreibers liegt

Rabattstaffelung:

- Bis zu 80 Prozent Rabatt

Berechnung: Leistungspreis x Höchstleistung während Hochlastzeitfenster + Arbeitspreis x Jahresverbrauch

Begünstigung: Pumpspeicherkraftwerke, kleinere Verbraucher im Industriesektor

Kosteneinsparung: ca. EUR 530 Mio. (2024)

Bandlastprivileg

(§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV)

Rabatt auf Netzentgelte bei gleichmäßigem Stromverbrauch

Vollbenutzungsstunden:

- 7.000h: bis zu 80 Prozent Rabatt
- 7.500h: bis zu 85 Prozent Rabatt
- 8.000h: bis zu 90 Prozent Rabatt

Berechnung: Vollbenutzungsstunden = Jahresstrombezug/individuelle Spitzenlast

Begünstigung: Papier-, Metall- und Chemieindustrie

Kosteneinsparung: ca. EUR 1,5 Mrd. (2024)

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Neon Neue Energieökonomik (2024) und Hirth

134. Industriekunden erhalten Stromnetzentgeltrabatte bei atypischer Netznutzung und durch das Bandlastprivileg (siehe Infokasten zu Sondernetzentgelten). Industriekunden verlieren den Anreiz zur Nachfrageflexibilisierung, weil sie riskieren würden, den Schwellenwert zu unterschreiten und damit den Rabatt zu verlieren. Somit erzeugt das Bandlastprivileg Schwellenwerteffekte, da die gesamten Netzentgelte rabattiert werden. Dynamische Reaktionen auf Netzauslastung sind nicht profitabel. Mehr- oder Minderverbrauch senkt die Vollbenutzungsstunden und gefährdet den Anspruch auf Sondernetzentgelte (Neon Neue Energieökonomik GmbH, 2024). Aus diesem Grund reagieren Industriekunden nicht auf Signale, die die Netzauslastung widerspiegeln. Die Monopolkommission begrüßt daher das Vorhaben zum Auslaufen

der Privilegien. Sollte es vor diesem Hintergrund politisch gewollt sein, Industriekunden zu entlasten, so sollte dies nur zugelassen werden, um netzdienliches Verhalten anzureizen. Allgemeine industriepolitische Ziele sollten nur mit Augenmaß, Transparenz und unter sorgfältiger Berücksichtigung möglicher Anreiz- und Wettbewerbsverzerrungen verfolgt werden. Dabei sollte immer geprüft werden, ob sich die betreffenden Anliegen nicht besser mit Instrumenten außerhalb der Netzentgelte verfolgen lassen. Eine Privilegierung bestimmter Gruppen von Endkunden führt nicht nur dazu, dass der dadurch wegfallende Finanzierungsanteil von allen anderen Endkundinnen und Endkunden zu tragen ist, sondern birgt auch die Gefahr von Anreizverzerrungen, bei denen die Folgen ineffizienten Verbrauchsverhaltens der privilegierten Gruppen von allen anderen Endkundinnen und -kunden finanziert werden müssen.

135. Die aktuelle Tarifstruktur von Arbeitspreis und Leistungspreis bei industriellen Verbrauchern sollte beibehalten werden. Der Leistungspreis bliebe eine undifferenzierte Komponente zur Netzfinanzierung und würde den Großteil der Netzentgelte ausmachen. Der Arbeitspreis würde nach Netzauslastung variieren und nur einen kleinen Anteil der Gesamtentgelte darstellen. Die Ausgestaltung mit großer Spannweite reizt dennoch flexibles Verhalten nach Netzdienlichkeitsmaßstäben an.

136. Der dynamische Arbeitspreis würde präzise Preissignale senden. In Zeiten hoher Netzauslastung würden hohe Arbeitspreise anfallen. In Zeiten, in denen Mehrverbrauch netzdienlich ist, wäre der Arbeitspreis niedrig oder sogar negativ. Bei netzneutraler Entnahme wäre die Arbeitspreiskomponente null. Somit wird das arbeitspreisbasierte Netzentgelt auf Basis der erwarteten Netzauslastung und der damit verbundenen Grenzkosten der Einspeisung berechnet. Eigenversorger profitieren dabei nur begrenzt, da sie in Zeiten eigener Stromproduktion bereits wenig vom Netz beziehen. Dieses System böte außerdem Anreize, Flexibilisierungsmöglichkeiten wie Speicher netzdienlich zu nutzen. Die Systematik folgt der für Haushalte.

137. Ein Beispiel für eine kostenreflektive Netzentgeltgestaltung bietet Norwegen. Dort entrichten Eigenversorgerinnen und -versorger sowohl mengenabhängige als auch leistungsabhängige Netzentgelte für Verteil- und Übertragungsnetze (ACER, 2023). Dabei deckt die mengenabhängige Komponente die kurzfristigen Grenzkosten – hauptsächlich Energieverluste im Verteilnetz – ab, während eine fixe Gebühr die kundenspezifischen Fixkosten in Abhängigkeit der bereitgestellten Anschlusskapazität refinanziert (Energy Facts Norway, 2024).

138. Ein konkretes Beispiel zur Ausgestaltung liefert der norwegische Netzbetreiber Istad Nett AS, der bereits seit 2000 eine leistungsabhängige Komponente im Endkundertarif hat. Im Rahmen dieses Tarifmodells konnten Kundinnen und Kunden zwischen zwei Optionen wählen: einem konventionellen Tarif, bestehend aus einer fixen Zahlung und einer mengenabhängigen Komponente, oder einem Tarif, der zusätzlich eine leistungsabhängige Komponente umfasste. Diese leistungsabhängige Komponente wurde anhand der Höchstentnahme in Kilowatt während der Wintermonate – Dezember, Januar, Februar – monatlich abgerechnet. Für die übrigen Monate des Jahres erfolgte die Berechnung nach dem Durchschnittswert dieser drei Wintermonate. Der leistungsabhängige Tarif wurde aufkommensneutral gestaltet.

2.5.5.2 Handlungsempfehlung: Verursachungsgerechte Netzentgelte mit Leistungspreis und dynamischem Arbeitspreis

139. Das primäre Ziel der Ausgestaltung der Netzentgeltkomponenten sollte in der verursachungsgerechten Kostenzuordnung bei gleichzeitiger netzdienlicher Anreizsetzung liegen. Aus Sicht der Monopolkommission sollten alle Endkundinnen und Endkunden entsprechend ihrer tatsächlichen Netznutzung zur Finanzierung der Netzinfrastruktur beitragen.

140. Um dieses Ziel zu erreichen, hält die Monopolkommission ein Netzentgeltsystem aus zwei Komponenten für sinnvoll. Die erste Komponente sollte bei Haushalten ein Leistungspreis sein, der zur Netzkostenfinanzierung dient und die Hauptlast innerhalb der Netzentgeltsystematik trägt. Dies ist bereits der Fall für Industriekunden. Der Leistungspreis sollte die maximale Leistungsspitze aus Bezugs- und Einspeiseleistung bewerten, um bidirektionale Netznutzung zu berücksichtigen und Doppelbepreisung zu verhindern. Um dies zu ermöglichen, ist ein zügiger und flächendeckender Ausbau von Smart Metern notwendig. Der Smart-Meter-Rollout sollte beschleunigt werden, um die Rahmenbedingungen für eine Leistungsmessung zu schaffen. Bis eine Leistungsmessung auch bei Haushalten möglich ist, sollte die Abrechnung über einen Grundpreis erfolgen, der – bei entsprechender Informationsverfügbarkeit – zwischen Haushalten mit und ohne Eigenversorgung unterscheidet.

141. Die zweite Komponente ist ein dynamischer Arbeitspreis, der netzdienliche Anreize schafft. Diese Komponente sollte sowohl für Haushalte als auch für Industriekunden anfallen. In Zeiten, in denen Mehrverbrauch netzdienlich ist, sollte dieser niedrig oder sogar negativ sein. Bei neutraler Netzauslastung sollte der Arbeitspreis null betragen. In Zeiten, in denen eine Verbrauchsreduktion netzdienlich ist, sollte das Netzentgelt positiv ausfallen. Folglich sollte sich aus Sicht der Monopolkommission die Arbeitspreiskomponente an den tatsächlichen Grenzkosten der Netznutzung orientieren. Eine große Spannweite zwischen negativen und positiven Werten des Netzentgelts ist nötig, um entsprechende Anreize bei der Netznutzung zu setzen.

2.5.5.3 Energy Sharing

142. Die stärkere Dezentralisierung der Stromversorgung in Deutschland als Folge des Ausbaus erneuerbarer Energien führt zur vermehrten Verbreitung von Energy-Sharing-Modellen. Hierunter versteht man die gemeinschaftliche Erzeugung und den Verbrauch von Strom durch Akteure, die nicht primär Energieversorger sind, also z. B. Gemeinden, Privatpersonen oder kleine Unternehmen. Stromerzeugung und -verbrauch müssen zeitlich und räumlich aufeinander abgestimmt sein, damit von Energy Sharing gesprochen werden kann. Die Endkundinnen und -kunden bleiben weiter an das öffentliche Stromnetz angeschlossen und beziehen den Reststrombedarf, der nicht durch Energy Sharing abgedeckt werden kann, durch ihren Stromversorger. Die traditionellen Stromversorger können zudem Aufgaben hinsichtlich der Abrechnung des gemeinschaftlich erzeugten Stroms übernehmen.

143. Eine Studie für das Umweltbundesamt formuliert drei hauptsächliche Ziele, die durch die Förderung von Energy Sharing erreicht werden sollen: Die Steigerung des Ausbaus von Erneuer-

erbaren Energien, die Reduktion des Netzausbaubedarfs und eine höhere Akzeptanz der Energiewende durch die verstärkte Partizipation (Ritter u. a., 2023). Wenn Stromerzeugung und -verbrauch im Rahmen von Energy Sharing lokal eng miteinander abgestimmt sind, kann dies auch zu einer Entlastung vor allem der höherliegenden Netzebenen führen, da weniger Strom in diese Ebenen eingespeist bzw. aus diesen bezogen werden muss. Ein verringerter Netzausbaubedarf auf der Niederspannungsebene ist durch Energy Sharing nur möglich, wenn auch die Belastungsspitzen im Netz signifikant reduziert werden können (Ritter u. a., 2023).

144. Bei den meisten Energy-Sharing-Konzepten soll keine vollständige Autarkie erreicht werden, sodass der Anschluss an das öffentliche Netz weiter bestehen bleibt. Ergebnisse aus Simulationen zeigen, dass Energy Sharing unter den richtigen Rahmenbedingungen netzdienlich sein kann. Voraussetzung dafür sind ein strenges Lokalitätserfordernis, eine hohe Beteiligungsrate lokaler Erzeuger sowie der Endkundinnen und -kunden, die Gleichzeitigkeit und das effiziente Pooling von Erzeugung und Verbrauch durch intelligente Steuerung über Smart Meter sowie dynamische Stromtarife und Netzentgelte (Taillanter u. a., 2024). Empirisch robuste Belege für die Netzdienlichkeit solcher Modelle stehen aber noch aus (Urbansky/Schürmann, 2024).

145. Neben der möglicherweise geringeren Netzauslastung können Energiegemeinschaften auch durch die Bündelung von Flexibilitätsoptionen netzdienlich agieren. So können Großspeicheranlagen gemeinsam angeschafft und genutzt werden, die für einzelne Akteure nicht finanzierbar wären (Taillanter u. a., 2024). Dies gilt ebenso für die Investition in Windkraftanlagen, da aufgrund von Skaleneffekten die Kosten pro kW installierter Leistung mit steigender Anlagengröße signifikant abnehmen (Preßmair u. a., 2024). Gleichzeitig können auch die Akteure selbst finanziell profitieren, etwa durch den Verkauf von Überschussstrom innerhalb der Energiegemeinschaft. So können Eigenversorger ihren nicht selbst genutzten Strom an Endkundinnen und Endkunden innerhalb der Energy-Sharing-Gemeinschaft zu einem Preis verkaufen, der höher ist als die Einspeisevergütung, aber geringer als der reguläre Strompreis, sodass beide Seiten profitieren.

146. Die Europäische Union hatte bereits 2018 und 2019 rechtliche Rahmenbedingungen für verschiedene Formen des Energy Sharings in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 sowie der Energiebinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/944 geschaffen. In Deutschland besteht mit § 42b EnWG bisher allerdings nur eine Regelung für Energy-Sharing-Gemeinschaften, die sich auf die Versorgung der Bewohnerinnen und Bewohner eines Gebäudes durch eine Gebäudestromanlage beschränken. Gemeinschaften, die darüber hinaus auch das öffentliche Elektrizitätsnetz nutzen, sind durch den Rechtsrahmen bisher nicht geregelt.²⁶

147. Die Monopolkommission begrüßt daher, dass der am 08. September 2025 veröffentlichte Gesetzentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts (Bundesregierung, 2025) eine ausdrückliche Regelung vorsieht, die die gemeinsame Nutzung von Energieerzeugungsanlagen erheblich vereinfachen dürfte (§ 42c RegE-EnWG). Zukünftig sollen natürliche

²⁶ Einzige Ausnahme ist § 22 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 i.V.m. § 22b EEG 2023, wonach sog. „Bürgerenergiegesellschaften“ für den Erhalt der Marktpremie für von ihnen betriebene Windenergieanlagen vom Erfordernis der Erteilung eines Zuschlags in einer Ausschreibung durch die Bundesnetzagentur befreit sind.

Personen, (juristische) Personen des öffentlichen Rechts sowie Kleinunternehmen und kleine und mittlere Unternehmen (KMU) gemeinsam Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Speicher betreiben und die erzeugte Energie gemeinsam nutzen können. Voraussetzung ist, dass der Anlagenbetrieb nicht Teil der gewerblichen Tätigkeit eines der Beteiligten ist (§ 42c Abs. 1 Nr. 5 RegE-EnWG).

148. Der Betrieb der Anlage und die wesentlichen daraus erwachsenden Betreiberpflichten einschließlich der Bilanzkreisverantwortung und der Vertragsabschlüsse und Abrechnungen gegenüber den Mitgliedern dürfen an gewerbliche Dienstleister ausgelagert werden (§ 42c Abs. 5 RegE-EnWG). Für besonders kleine Anlagen, die gemeinschaftlich und ohne Einschaltung eines Dienstleisters genutzt werden, gelten zudem weitreichende Ausnahmen von den Kundenschutzvorschriften (§ 42c Abs. 7 RegE-EnWG). Diese Vereinfachungen haben nach Einschätzung der Monopolkommission erhebliches Potenzial, zu einer stärkeren Verbreitung von Energy Sharing aufgrund des ansonsten hohen administrativen und bürokratischen Aufwands beizutragen.

149. Ebenso wie die europäischen Vorgaben zielt § 42c RefE-EnWG primär darauf ab, Energy Sharing zu erleichtern, um breitere Bevölkerungsschichten am Elektrizitätsmarkt teilhaben zu lassen. Dies soll zu mehr Akzeptanz und einer Demokratisierung der Energiewende beitragen (Vgl. ErwGr. 70 EE-RL, ErwGr. 43 EBM-RL; Diestelmeier/Cappelli, 2023; Ehmen, 2025, S. 153). Die Frage der Netzdienlichkeit wird allenfalls am Rande gestreift. So beschränkt § 42c Abs. 1 Nr. 4 i.V.m. Abs. 4 RegE-EnWG die gemeinsame Nutzung auf solche Projekte, bei denen sich Erzeugungsanlage und Verbraucher im Bilanzierungsgebiet desselben Elektrizitätsverteilernetzes befinden. Diese Einschränkung kann zu mehr Netzdienlichkeit führen, indem sie dazu beiträgt, die vorgelagerten Netzebenen zu entlasten. Sie wird im Gesetzentwurf jedoch vor allem damit begründet, Komplexität – wohl des Bilanzkreises der gemeinsamen Nutzung – zu vermindern (Bundesregierung, 2025, S. 156).

150. Da belastbare empirische Erkenntnisse zur Netzdienlichkeit von Energy-Sharing-Gemeinschaften und ihrer Auswirkung auf die Effizienz des Stromsystems noch weitgehend fehlen, sollte im Rahmen von Pilotprojekten mit entsprechender Begleitforschung eine bessere Entscheidungsgrundlage geschaffen werden, bevor eine Privilegierung von Energy Sharing bei den Netzentgelten erwogen wird. Den rechtlichen Rahmen hierfür könnte die Bundesnetzagentur mit einer Festlegung nach § 20 Abs. 3 EnWG schaffen. Innerhalb der Pilotprojekte sollte untersucht werden, inwiefern durch Energy Sharing die Netzkosten gesenkt werden können. Es ist darauf zu achten, dass es tatsächlich zu Einsparungen bei den Netzkosten kommt, da eine Befreiung von den Netzentgelten andernfalls nur zu einer Umverteilung zulasten der restlichen Endkundinnen und -kunden führt.

151. Aus Sicht der Monopolkommission ist eine Förderung von Energy-Sharing-Projekten aus Gründen der Netzdienlichkeit nur dann angemessen, sofern die Netzdienlichkeit dieser Projekte robust belegt werden kann. Eine mögliche Förderung könnte aus mehreren Elementen bestehen. Zum einen wäre eine Marktprämie für gemeinschaftlich erzeugten und gleichzeitig

verbrauchten Strom möglich. Zum anderen ist eine Reduzierung von Umlagen und Netzentgelten vorstellbar. Zudem könnten Energy-Sharing-Gemeinschaften von den üblichen Lieferantenschulpflichten traditioneller Energieversorger befreit werden. Insbesondere die Befreiung von Energiegemeinschaften von der Bilanzkreisverantwortung kann eine wichtige Rolle spielen, da anderenfalls die operativen und administrativen Hürden in den meisten Fällen prohibitiv hoch sein könnten und die Gründung von Energy-Sharing-Gemeinschaften verhindert würde. In mehreren europäischen Ländern, darunter Dänemark, Österreich und Italien, wird Energy Sharing bereits mit einem oder mehreren der genannten Instrumente gefördert.

152. Zur stärkeren Verbreitung von Energy Sharing ist zudem ein schnellerer Ausbau von Smart-Meter-Infrastruktur nötig, um Erzeugung und Verbrauch effektiv und möglichst netzdienlich steuern zu können (vgl. Kapitel 2.5.3.1). So sieht auch der Referentenentwurf vor, dass die Privilegierung der gemeinsamen Nutzung nur dann zu gewähren ist, wenn die Erfassung des Verbrauchs an jeder Verbrauchsstelle über ein iMSys gewährleistet ist (§42c Abs. 1 Nr. 6 RegE-EnwG; Bundesregierung, 2025, S. 155).

2.5.6 Netzgekoppelte Speicheranlagen über Netzentgelte steuern

153. Speicher werden zukünftig eine wichtige Rolle in der Energiewende spielen. Sie haben das Potenzial, bei netzdienlicher Fahrweise die Nutzung von erneuerbaren Energien flexibler zu gestalten und damit Systemkosten und Netzausbaubedarfe zu senken. Im Rahmen der Netzentgelte werden sie bisher grundsätzlich als Verbraucher behandelt. Die Speicherbetreiber bezahlen also Netzentgelte für den entnommenen Strom (Leistungs- und Arbeitspreis) und können auch zu Baukostenzuschüssen herangezogen werden (BGH, Beschluss vom 15. Juli 2025, EnVR 1/24). Unter bestimmten Voraussetzungen ist für Speicheranlagen allerdings eine auf 20 Jahre befristete Befreiung von den Netzentgelten möglich (§ 118 Abs. 6 EnWG).²⁷ Damit soll der Anreiz, neue Speicher zu errichten, erhöht werden. Gegenwärtig operieren Speicher daher unabhängig von Netzengpässen und reagieren nur auf Marktsignale, wodurch sie Netzbelastungen verstärken können. Ihr Potenzial zur Unterstützung beim Engpassmanagement wird jedoch zunehmend diskutiert.

154. Die nachfolgenden Vorschläge richten sich an netzgekoppelte Speicheranlagen ab 5 MW. Diese Begrenzung hält die administrativen Aufwendungen für die Einführung von Speichernetzentgelten geringer und konzentriert sich auf Anlagen mit dem größten Potenzial für Netzbelastungen. Die Einführung von Speichernetzentgelten für Bestandsanlagen würde die finanzielle Planungssicherheit für Investoren verschlechtern. Eine Beschränkung auf Neuanlagen ist daher zu empfehlen. Die Netzentgelte sollten als gesonderter Posten auf der Stromrechnung ausgewiesen werden.

155. Wenn Speicher netzdienlich gefahren werden, ergänzen sie erneuerbare Energien durch Flexibilitätsoptionen und gleichen dadurch die schwankende Erzeugung mit der Nachfrage aus.

²⁷ Die Befreiung gilt für Speicheranlagen, die (1) netzgekoppelt sind und (2) nach dem 31. Dezember 2008 errichtet und zwischen dem 4. August 2011 und dem 3. August 2029 neu in Betrieb genommen wurden/werden.

Zudem ermöglichen sie die zeitliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch. Damit stabilisieren sie das Stromnetz und glätten Preisspitzen.

156. Batteriespeicher reagieren jedoch aktuell nur auf Marktsignale. Sie speichern bei niedrigen Preisen ein und speisen bei hohen Preisen aus. Das Geschäftsmodell nutzt Spotmarkt-Arbitrage-Möglichkeiten aus und erzielt Gewinne durch Preisdifferenzen. Marktgetriebene Speicher haben in der Regel zwei Zyklen pro Tag. Im aktuellen System werden im Jahresmittel Speicher nachts und mittags aufgeladen sowie morgens und abends entladen. Der Redispatch-Bedarf dagegen unterliegt keinem Zyklus und wird vom Wetter getrieben (Hirth/Lohr, 2025).

157. Gegenwärtig gibt es keine Anreize zur netzdienlichen Standortwahl von Speichern (TenneT TSO GmbH, 2025). Außerdem beachten Speicher nicht den Effekt der Fahrweise auf die Netzkapazität. Es entstehen Situationen, in denen Speicher im Norden bei hohen Strompreisen ausspeisen, obwohl der Strom aufgrund von Netzengpässen nicht in den nachfragenden Süden transportiert werden kann. Das heißt, insbesondere in Situationen, in denen ein Redispatch-Bedarf durch die Lastseite ausgelöst wird, können Speicher durch netzdienliche Fahrweise Netzkosten senken. Aus diesem Grund sind Signale für Standort und Fahrweise erforderlich, um Speicher netzdienlich zu betreiben.

Kostenallokation beim Netzanschluss

Shallow-Prinzip

- Netznutzerinnen und -nutzer übernehmen nur die direkten Netzananschlusskosten
- Geringe Anfangskosten schaffen niedrige Markteintrittsbarrieren
- Problematisch ist das Fehlen regionaler Preissignale

Deep Connection-Prinzip

- Netznutzerinnen und -nutzer finanzieren die vollständigen Netzananschlusskosten
- Hohe initiale Fixkosten erschweren jedoch Markteintritte
- Regionale Preissignale spiegeln Kapazitäten wider

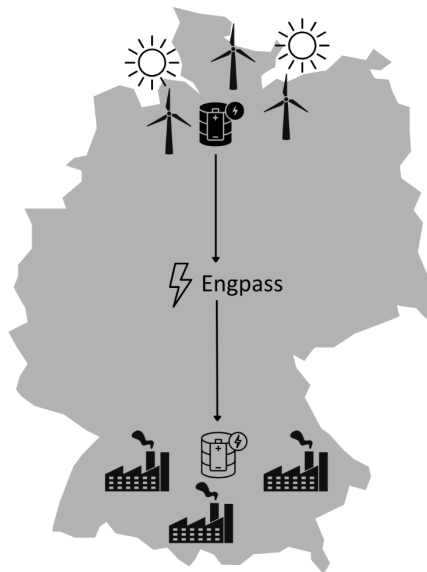
158. Die Standortwahl von Speichern könnte theoretisch über einen regionalen Baukostenzuschuss nach dem Deep-Connection-Prinzip (siehe Infokasten zu Kostenallokation beim Netzanschluss) beeinflusst werden. Jedoch gibt es keinen Standort, an dem ein nach Marktsignalen betriebener Speicher systematisch immer netzbelastend oder netzentlastend operiert. Aus diesem Grund steht die Monopolkommission einem Baukostenzuschuss nach dem Deep-Connection-Prinzip ablehnend gegenüber.

Abbildung 2.7 Speichernetzentgeltsystematik**Status Quo**

Strompreis ist hoch:
Speicher leeren



Strompreis ist niedrig:
Speicher auffüllen

**Empfehlung**

Bis zum Engpass im Netz:
Speicher auffüllen



Hinter dem Engpass im Netz:
Speicher leeren



Quelle: Eigene Darstellung.

159. Regionale Großhandelspreise oder nodale Preise (siehe Kapitel 2.3) oder auch Strompreis-zonen (siehe Kapitel 2.4) wären ökonomisch gesehen effizientere Instrumente, um netzdienliche Anreize an Speicher zu senden. Falls dies politisch nicht gewollt ist, empfiehlt die Monopolkommission stattdessen ein dynamisches Netzentgelt für Speicher als Third-Best-Lösung. Dieses sollte auf dem Arbeitspreis basieren und viertelstündig je nach Netzauslastung variieren. Grundsätzlich ist es Speichern möglich, auch kurzfristig auf Signale zu reagieren und ihre Betriebsweise anzupassen.

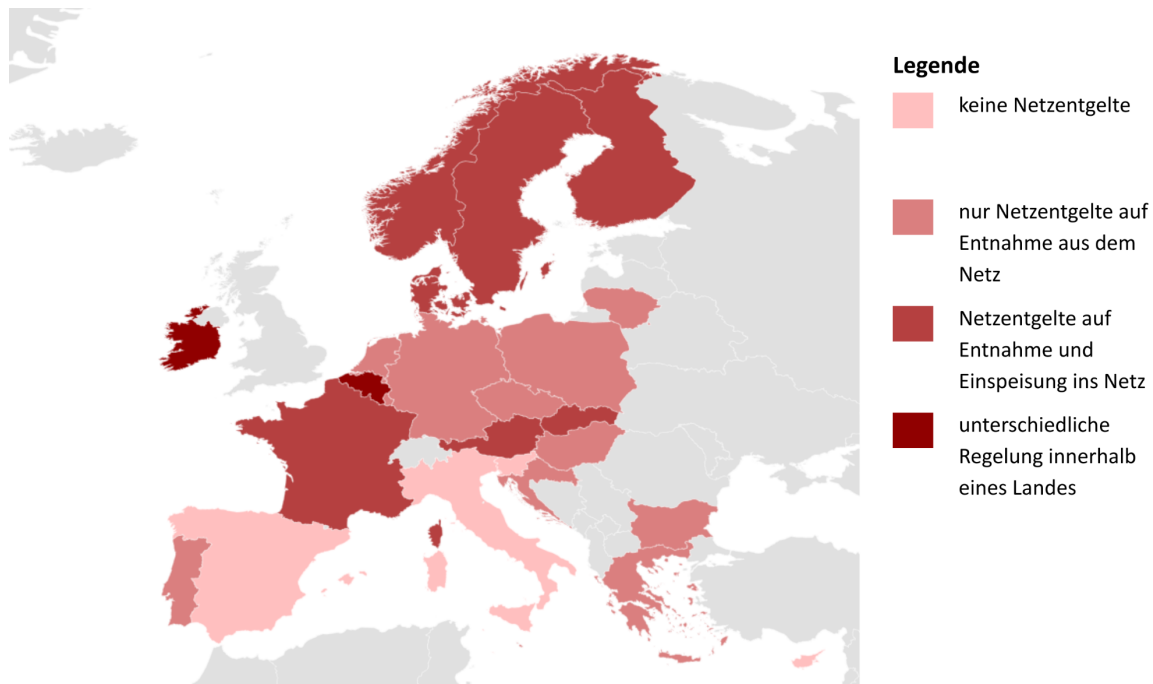
160. Für netzdienliche Anreize sollten sowohl Ein- als auch Ausspeisung mit dynamischen Entgelten belegt werden, da beide Operationen die Netzauslastung beeinflussen. Das Netzentgeltsystem sollte die jeweilige Netzauslastung widerspiegeln. Vor einem Engpass wirkt Einspeisung netzbelastend und sollte hohe Entgelte verursachen, während Ausspeisung entlastend wirkt und negative Entgelte zur Folge haben sollte. Hinter dem Engpass kehrt sich dieses Verhältnis um. Ohne Engpass sollten keine Netzentgelte anfallen, da beide Operationen netzneutral sind.

161. Für eine reine Lenkungswirkung sollte das System eine hohe Spannweite in beide Richtungen aufweisen. Dies ermöglicht klare Preissignale, die andere Markteffekte wie den Strompreis übersteigen können. Zudem sollten sich positive und negative Netzentgelte im Mittel möglichst ausgleichen, um eine reine Lenkungswirkung und keine Finanzierungsfunktion zu erfüllen.

162. Im Vergleich zum europäischen Ausland ergibt sich, dass zehn Länder einen vergleichbaren Ansatz verfolgen. In diesen Ländern werden sowohl Ein- als auch Ausspeisenentgelte erhoben. In weiteren 14 Ländern basieren die Netzentgelte für Speicher auf der ausgespeisten

Menge. In vier Ländern werden keine Netzentgelte erhoben. Dies wird mit dem Systemnutzen, den Speicher bieten, begründet (ACER, 2023).

Abbildung 2.8: Netzentgelte für Speicher in Europa



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von (ACER, 2023).

163. Die Monopolkommission empfiehlt die Einführung eines dynamischen, arbeitspreisbasierten Netzentgelts für Speicher, um präzise Anreize für netzdienliches Verhalten zu schaffen. Dieses sollte sowohl Ein- als auch Ausspeisung erfassen. In engpassfreien Zeiten fallen keine Entgelte an, während netzbelastende Ein- oder Ausspeisung mit positiven und netzdienliche mit negative Netzentgelten belegt werden sollten. Die Höhe der Netzentgelte sollte sich an den Grenzkosten der Ein- oder Ausspeisung orientieren.

164. Das Netzentgeltsystem für Speicher sollte ausschließlich eine Lenkungswirkung entfalten und nicht zur Netzfinanzierung beitragen. Damit erkennt die Monopolkommission die zentrale Rolle von Speichern im Stromsystem und deren Beitrag zur Netzstabilität bei netzdienlicher Betriebsweise an. Folglich sollte das Netzentgelt über alle Anlagen hinweg aufkommensneutral gestaltet werden, um eine reine Lenkungswirkung zu entfalten.

165. Der dynamische Arbeitspreis sollte für alle Marktteilnehmer – Speicheranlagen, Erzeugungsanlagen, Endkundinnen und -kunden – gleich sein, da aus Netzsicht unerheblich ist, welche Anlage ein- oder ausspeist. Während der Arbeitspreis ausschließlich der Anreizsetzung dient, erfolgt die Netzfinanzierung durch Endkundinnen und Endkunden über einen separaten Leistungspreis.

2.6 Empfehlungen auf einen Blick

166. Die Transformation des Stromsektors erfordert Investitionen in einen verstärkten Netzausbau und eine stärkere Netzdigitalisierung sowie ein flexibleres, netzdienliches Verhalten aller ans Netz angeschlossenen Akteure. Im gegenwärtigen Strommarktdesign nutzen die Marktteilnehmer das Netz ohne Rücksicht auf Transportkapazitäten, da Preissignale über die Netzbelastung fehlen. Die Kosten für das Netz steigen seit Jahren an, langfristig könnte schlimmstenfalls die Versorgungssicherheit gefährdet sein. Optimalerweise würden Netzrestriktionen unmittelbar in den Stromhandelskosten abgebildet. Hierfür wäre eine Umstellung auf ein Nodal-Pricing-Regime oder zumindest eine Aufteilung Deutschlands in verschiedene Strompreiszonen notwendig, die politisch jedoch kaum Aussicht auf Erfolg haben. Die Monopolkommission schlägt daher als Third-Best-Lösung vor, neue Anforderungen so gut wie möglich über eine Reform der Netzentgelte abzubilden, um die Gesamtkosten des Netzes effizient darzustellen. Sie empfiehlt im Einzelnen folgendes Vorgehen:

- Der flächendeckende Einbau **moderner Messeinrichtungen (mME)** sollte zügig abgeschlossen werden, wo möglich bereits vor 2032. Kundinnen und Kunden mit mME sollten finanziell nicht stärker belastet werden als solche mit alten Ferraris-Zählern. Regulatorische Vorgaben für Smart Meter Gateways und **intelligente Messsysteme (iMSys)** sollten vereinfacht und entbürokratisiert werden, um deren Einsatz attraktiver und kostengünstiger zu gestalten. Für den freiwilligen Einbau von iMSys sollen „Smart Meter Light“-Lösungen ermöglicht werden. → Kapitel 2.5.3.1
- Kurzfristig können im Rahmen dynamischer Stromtarife **statisch zeitvariable Netzentgelte** über eine Variation des Arbeitspreises eingeführt werden. Hierfür könnten bestimmte Stunden des Tages auf Basis typischer Netzauslastungsprofile im Rahmen einer Benchmark als Peak- bzw. Off-Peak-Zeiträume definiert werden. Verteilnetzbetreibern sollte die Möglichkeit eingeräumt werden, diese Zeiträume an regionale Gegebenheiten anzupassen. → Kapitel 2.5.3.3
- Langfristig ist eine vollständige Digitalisierung aller Kundinnen und Kunden sämtlicher Netzebenen erforderlich. Wo die Voraussetzungen erfüllt sind, sollen **„echte“ dynamische Netzentgelte** eingeführt werden, die die prognostizierte Netzlast in 15-Minuten-Intervallen abbilden. Diese sollten über einen zeitlich und räumlich variablen Arbeitspreis etabliert werden. Negative Arbeitspreise sollten zulässig sein, die Varianz des Arbeitspreises muss groß genug sein, um andere Marktsignale zu übertrumpfen. → Kapitel 2.5.3.4
- **Dynamische Arbeitspreise** sollten **für alle Marktteilnehmer** – Erzeugungsanlagen, Unternehmen und Haushalte mit und ohne Eigenversorgung, netzgekoppelte Speicheranlagen – eingeführt werden. Dadurch soll eine Lenkungswirkung entfaltet werden, sodass die Netzbelastung bei der Netznutzung berücksichtigt wird. Diese Netzentgeltkomponente

sollte eine reine Steuerungsfunktion für Entnahme und Einspeisung haben und daher aufkommensneutral gestaltet werden. Die Höhe sollte sich an den Grenzkosten der Netznutzung orientieren. Der Arbeitspreis beträgt bei netzneutraler Netznutzung null, fällt bei netzbelastender Netznutzung positiv und bei netzdienlicher negativ aus. → **Kapitel 2.5.4** (Erzeugungsanlagen), → **Kapitel 2.5.5** (Endkundinnen und -kunden), → **Kapitel 2.5.6** (netzgekoppelte Speicheranlagen)

- Zur Finanzierung der Netzinfrasturktur sollten alle Endkundinnen und -kunden über eine separate Netzentgeltkomponente herangezogen werden. Diese Finanzierungskomponente sollte nach dem Verursacherprinzip auf einem **Leistungspreis** basieren. Übergangsweise kann die Ausgestaltung als fixer Grundpreis erfolgen, der zwischen Haushalten und Unternehmen mit und ohne Eigenversorgung differenziert. → **Kapitel 2.5.5.1**

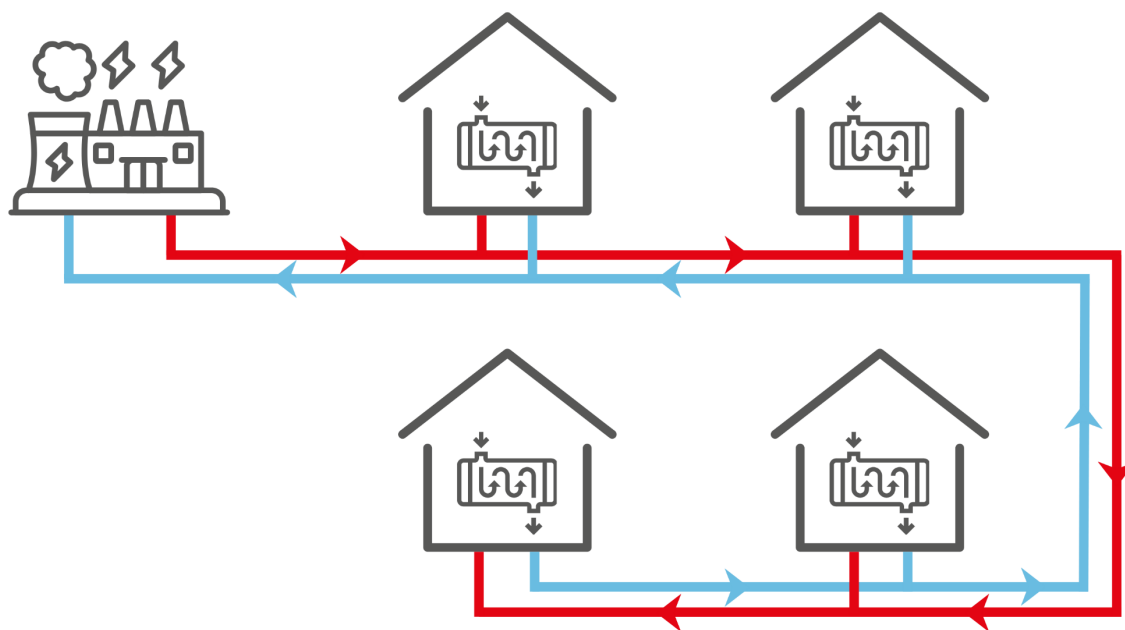
Kapitel 3

Mehr Wettbewerb im Fernwärmemarkt

3.1 Die Struktur des Fernwärmemarktes

168. In ihrem XXV. Hauptgutachten hat sich die Monopolkommission im Jahr 2024 eingehend mit dem Fernwärmemarkt befasst und wesentliche Wettbewerbsprobleme identifiziert. Fernwärme bezeichnet die Wärmeversorgung von mehreren Gebäuden aus einer oder mehreren Wärmeerzeugungsanlagen über ein Fernwärmenetz. Das Netz ist im Regelfall ein Zweileiternetz mit einer Vor- und einer Rücklaufleitung. In der Vorlaufleitung wird ein erhitztes Medium – in der Regel Wasser oder Wasserdampf – von der Wärmequelle zu den Endkundinnen und Endkunden²⁸ transportiert. Dort wird es in einem sog. Wärmetauscher genutzt, um Brauchwasser und Wasser für die Heizungsanlage des Hauses zu erhitzen. Mit der Rücklaufleitung wird das dann abgekühlte Medium zurück zur Wärmequelle transportiert, um erneut erhitzt zu werden (Abbildung 3.1).

Abbildung 3.1: Aufbau eines Fernwärmenetzes



Quelle: Eigene Darstellung.

169. Fernwärmeversorger agieren vielfach als lokale Monopolisten, die häufig Erzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb in einem Unternehmen bündeln. Anders als im Stromsektor fehlen bislang sowohl eine strikte Entflechtung der Wertschöpfungsstufen als auch eine Regulierung der Netze. Dadurch besteht die Gefahr, dass Marktmacht zulasten der Endkundinnen und -kunden ausgeübt wird – mit unnötig hohen Energiepreisen als Folge. Diese Risiken werden sich

²⁸ Dies können sowohl private Verbraucherinnen und Verbraucher als auch Unternehmen sein.

voraussichtlich verschärfen, da Gasheizungen an Bedeutung verlieren und Wärmepumpen nicht für alle Gebäude eine Alternative darstellen. Der bislang bestehende Systemwettbewerb zwischen verschiedenen Heiztechnologien würde weiter an Wirkung verlieren, was die Marktmacht der Fernwärmeversorger zusätzlich stärkt.

170. Vor diesem Hintergrund entwickelt die Monopolkommission in diesem Kapitel ein umfassendes wettbewerbliches Konzept für den Fernwärmesektor. Auf Basis der Analysen und Ansätze aus dem Hauptgutachten werden bestehende Vorschläge vertieft und weiter konkretisiert. Zudem werden weitere Problemfelder betrachtet und Empfehlungen vorgestellt. Damit legt die Monopolkommission erstmals eine vollständige wettbewerbliche Strategie für die Weiterentwicklung des Fernwärmemarktes vor – zu einem Zeitpunkt, in dem das Thema angesichts der energie- und klimapolitischen Ziele von höchster Aktualität ist.

171. Hierbei wird insbesondere beachtet, dass aufgrund politischer Zielsetzungen die Fernwärme in den nächsten Jahren und Jahrzehnten zum einen deutlich ausgebaut und zum anderen vollständig dekarbonisiert werden soll. Diese doppelte Aufgabe impliziert einen hohen Investitionsaufwand aufseiten der Versorger, der entsprechende Anreize erfordert und nicht durch übermäßig bürokratische Regulierungsvorschriften eingeschränkt werden sollte.

172. Die Monopolkommission hat im Hauptgutachten 2024 drei Kernempfehlungen als kurz- bis mittelfristige Maßnahmen vorgestellt:

- Erstens sollte die Preistransparenz für Endkundinnen und -kunden verbessert werden, unter anderem durch die Schaffung einer Transparenzplattform, wie sie beispielsweise auf den Strom- und Gasmärkten bereits seit Jahren etabliert sind.
- Zweitens hat die Monopolkommission eine Weiterentwicklung der Preisgleitklauseln vorgeschlagen, insbesondere in Form der Vereinfachung der Klauseln sowie einer Stärkung des sog. Marktelements, um stärkere Effizienzanreize zu erhalten.
- Drittens wurde die Einführung einer vereinfachten Price-Cap-Regulierung diskutiert, die eine Preisobergrenze des Arbeitspreises für Fernwärme darstellen würde, um so Endkundinnen und -kunden vor überhöhten Preisen zu schützen. Diese Preisobergrenze würde sich am Preis für Wärmepumpenstrom orientieren, um trotz der monopolistischen Strukturen innerhalb der Fernwärmeversorgung einen Wettbewerb zu simulieren.

173. Im vorliegenden Kapitel werden diese Probleme und Lösungsansätze vertieft und erweitert. Kurz vor Erscheinen des Hauptgutachtens 2024 der Monopolkommission ging eine Preistransparenzplattform online, die von den Verbänden AGFW, VKU und BDEW getragen wird. Diese Plattform sowie mögliche Weiterentwicklungen werden im vorliegenden Kapitel thematisiert und um empirische Erkenntnisse aus Österreich, wo eine solche Plattform bereits seit Ende 2023 existiert, ergänzt.

174. Weiterhin wird der Ansatz der Price-Cap-Regulierung weiterentwickelt und konkretisiert. Entscheidend ist dabei aus Sicht der Monopolkommission eine Form der Regulierung, die wettbewerbliche Anreize setzt, Verbraucherinnen und Verbraucher angemessen schützt und gleichzeitig den bürokratischen Aufwand für die Beteiligten minimiert. Die Monopolkommission

schlägt daher die Einführung eines Grundversorgungstarifs vor, der durch eine Price-Cap-Regulierung begrenzt wird. Dieser soll parallel zu den bestehenden Tarifen existieren und diese dadurch in ihrem Preissetzungsspielraum begrenzen. Ein direkter Eingriff in etablierte Tarifkonstellationen wird so vermieden.

175. Eine weitere zentrale Frage im Fernwärmesektor ist die der Zugangsregulierung als längerfristige Regulierungsoption. In anderen Energiemärkten, wie beispielsweise im Stromsektor, sind die Netze von der Erzeugung rechtlich separiert, da die Netze zwar natürliche Monopole darstellen, die Stromerzeugung selbst jedoch nicht. Auf der Erzeugungs- und Vertriebssebene ist daher in diesen Märkten Wettbewerb möglich. Stromerzeuger treten nicht gleichzeitig als Netzbetreiber auf. Im Fernwärmemarkt hat eine solche Trennung bisher nicht stattgefunden. Die Monopolkommission empfiehlt, in Anbetracht sich verändernder und zunehmend dezentraler Erzeugungsstrukturen der Fernwärme, Regelungen zur Zugangsregulierung einzuführen. Bisher muss dieser Zugang in den Fällen, in denen Netzbetreiber und Wärmeerzeuger nicht identisch sind, zwischen beiden Seiten privatrechtlich verhandelt werden. Eine explizite Zugangsregulierung fehlt bisher, könnte aber aus wettbewerblicher Sicht Vorteile bringen. Im vorliegenden Kapitel wird eine mögliche Ausgestaltung solcher Regelungen vorgeschlagen.

176. Abschließend befasst sich das vorliegende Kapitel mit der Umstellung auf Fernwärme im Mietbestand. Es existieren derzeit rechtliche Hürden, die diese Umstellung aus Vermietersicht unattraktiv machen, obwohl der Wechsel z. B. von einer Gasheizung auf Fernwärme den politischen Ausbau- und Dekarbonisierungszielen entsprechen würde. Um gleiche Bedingungen für alle Heiztechnologien zu erreichen, schlägt die Monopolkommission eine Reform des §556c BGB (Bürgerliches Gesetzbuch, BGB, 2002) und der WärmeLV (Wärmelieferverordnung, WärmeLV, 2013) vor, welche die Benachteiligung der Fernwärme zukünftig verhindern soll.

3.2 Herausforderungen der Wärmewende

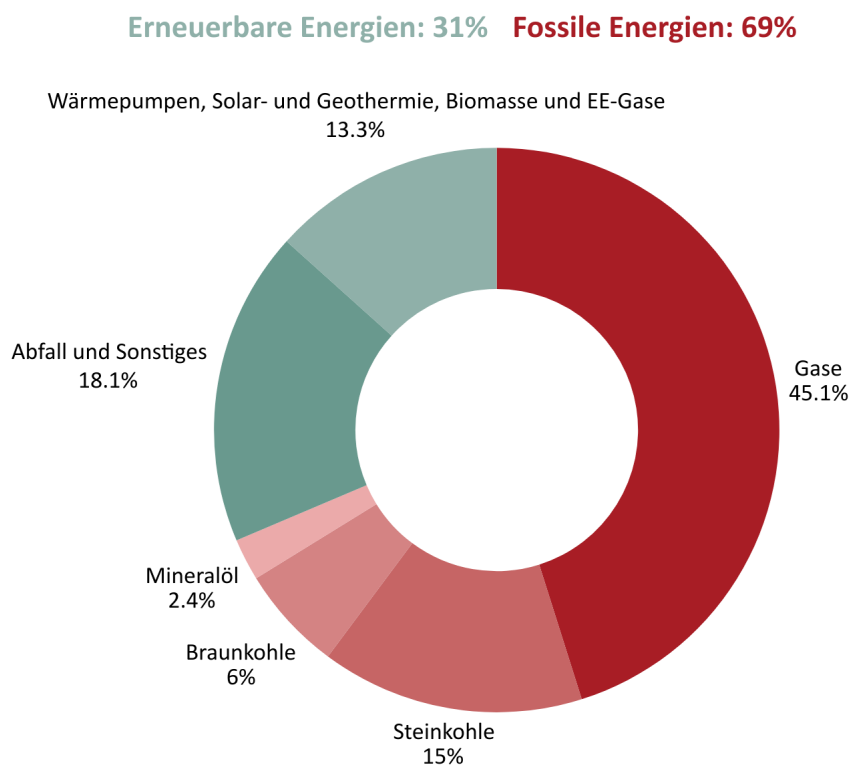
177. Bei der bis 2045 angestrebten sog. Wärmewende kommt dem Fernwärmesektor eine besondere Rolle zu. Die Ausgestaltung einer Zugangsregulierung für Fernwärmenetze steht vor der Herausforderung, diesen Prozess nicht unnötig zu behindern. Fernwärmenetze gelten als Mittel, um Wärme aus erneuerbaren Quellen und unvermeidbare Abwärme zu den Verbrauchsstellen in den Gebäuden zu transportieren. Dazu sollen die Fernwärmenetze ausgebaut und die Anzahl der an Fernwärmenetze angeschlossenen Gebäude signifikant gesteigert werden. Dies ist gemäß § 1 Abs. 2 WPG (Wärmeplanungsgesetz, WPG, 2023) auch als Ziel des Planungsrahmens für die Wärmewende gesetzlich verankert. Der Anteil der mit Fernwärme heizenden Gebäude soll bis 2045 von derzeit circa 15 Prozent auf rund 30 Prozent erhöht werden. Ein Gutachten von Prognos im Auftrag des AGFW hat Mitte 2024 die für den Ausbau der Fernwärmenetze erforderlichen Investitionskosten auf EUR 43,5 Mrd. geschätzt (Prognos, 2024).

178. Fernwärmenetze müssen ab 2045 vollständig mit Wärme aus erneuerbaren Energien gespeist werden (§ 31 Abs. 1 WPG).²⁹ Für Bestandsnetze gibt es zwei Zwischenziele: Ab 2030 müssen 30 Prozent, ab 2040 80 Prozent Wärme aus erneuerbaren Energien stammen (§ 29 Abs. 1 WPG). Für neue Fernwärmenetze³⁰ gilt, dass sie bereits ab 2025 zu 65 Prozent aus erneuerbaren Energien gespeist werden müssen (§ 30 Abs. 1 WPG). Ab 2040 müssen sie gemäß § 29 Abs. 1 WPG ebenfalls zu 80 Prozent aus erneuerbaren Energien gespeist werden. Der von CDU/CSU und SPD (2025) vorgelegte Koalitionsvertrag lässt im Hinblick auf diese Ziele ebenfalls keine grundsätzlichen Änderungen erwarten.

179. Nach Angaben des AGFW werden rund 30 Prozent der Wärme in Fernwärmenetzen aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme erzeugt (Stand 2022, siehe Abbildung 3.2). Dabei handelt es sich allerdings um einen Durchschnittswert, viele Fernwärmenetze haben den Zielwert von 30 Prozent Wärme aus erneuerbaren Energien ab 2030 noch nicht erreicht. Daher sind bereits zur Erreichung des Zwischenziels von 30 Prozent erneuerbarer Wärme im Jahr 2030 noch erhebliche Investitionen in Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien erforderlich. Erst recht gilt dies im Hinblick auf die Ziele von 80 Prozent Wärme aus erneuerbaren Energien im Jahr 2040 bzw. 100 Prozent im Jahr 2045. Die Bundesregierung hat die notwendigen Investitionskosten hierfür auf rund EUR 14,5 Mrd. geschätzt (BT-Drs. 20/8654, S. 5, 69, vgl. auch bereits Monopolkommission 2024, Tz. 551 ff.).

²⁹ Erneuerbarer Wärme gleichgestellt ist unvermeidbare Abwärme.

³⁰ Neue Fernwärmenetze sind im Wesentlichen solche, deren Bau 2024 oder später begonnen wurde, vgl. § 3 Nr. 7 WPG.

Abbildung 3.2: Wärmequellen der Fernwärmenetze 2022

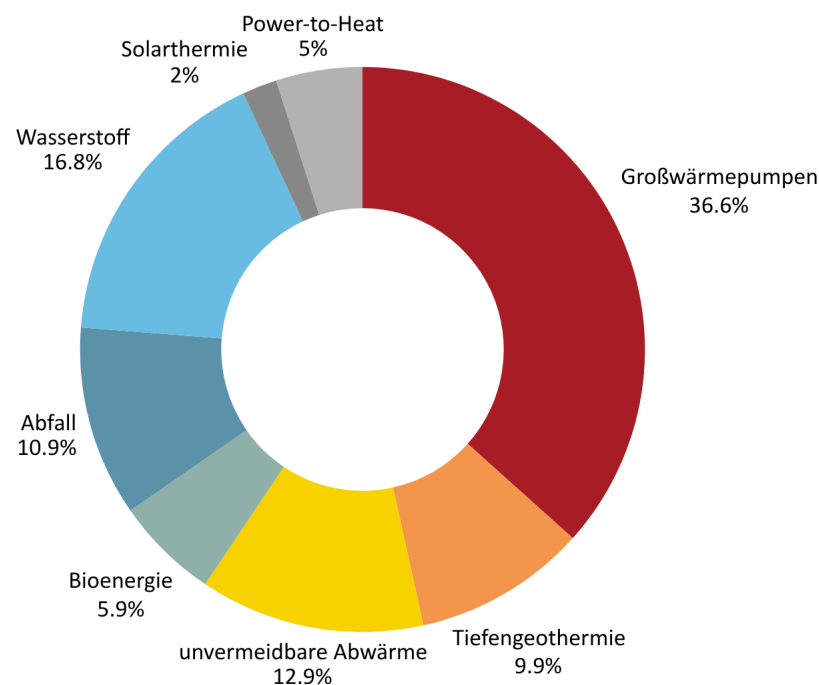
Quelle: AGFW (2024).

180. Sowohl für den Ausbau der Fernwärmenetze als auch für den Aufbau einer Erzeugungsstruktur, die ausschließlich auf Wärme aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme beruht, sind daher noch erhebliche Investitionen erforderlich. Die mit der Zugangsregulierung angestrebten marktstrukturellen Veränderungen sollten in die bereits gesetzlich ausgestalteten Prozesse der kommunalen Wärmeplanung (§ 4 ff. WPG) und der Erstellung der Netzausbau- und Dekarbonisierungsfahrpläne der Fernwärmenetzbetreiber (§ 32 WPG) integriert werden und die notwendigen Investitionsanreize sowohl für Fernwärmenetzbetreiber als auch für alternative Wärmeanbieter nicht behindern. Darüber hinaus ist anzustreben, die Umsetzung gegebenenfalls notwendiger Regelungen so niedrigschwellig wie möglich zu gestalten, um unnötige bürokratische Belastungen für Marktteilnehmer zu vermeiden. Bereits bestehende (kartellrechtliche) Regelungen sollten dahingehend überprüft werden, ob sie bereits ausreichen oder angepasst werden können.

181. Die notwendigen Anstrengungen zur Integration erneuerbarer Wärme in Fernwärmenetze werden sich nicht darauf beschränken können, bestehende Anlagen zu „dekarbonisieren“, z. B. durch Umstellung von Gaskraftwerken auf Biogas oder grünen Wasserstoff. Vielmehr werden auch in erheblichem Umfang Neuanlagen als Ersatz für bestehende, nicht dekarbonisierbare Wärmeerzeugungsanlagen erforderlich sein. So geht ein Gutachten von Prognos im Auftrag des AGFW davon aus, dass die zukünftige Wärmeerzeugungsstruktur der Fernwärmenetze zu einem erheblichen Teil aus Großwärmepumpen (37 Prozent), unvermeidbarer Abwärme (13 Prozent) und Geothermieranlagen (10 Prozent) bestehen wird (Abbildung 3.3) Diese

Erzeugungsformen spielen derzeit noch eine untergeordnete Rolle (Abbildung 3.2) und müssen erst noch errichtet werden. Dieser Prozess sollte genutzt werden, um die bisher von vertikal integrierten Unternehmen dominierte Marktstruktur aufzubrechen und dritten Wärmeanbietern den Markteintritt zu erleichtern. Auf diese Weise könnte eine dynamischere Marktstruktur mit mehr Wärmeerzeugern und mehr Wettbewerbsdynamik entstehen.

Abbildung 3.3: Prognostizierte Erzeugungsstruktur 2045



Anmerkungen: Power-to-Heat = Wärmeerzeugung aus elektrischer Energie. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Prognos (2024).

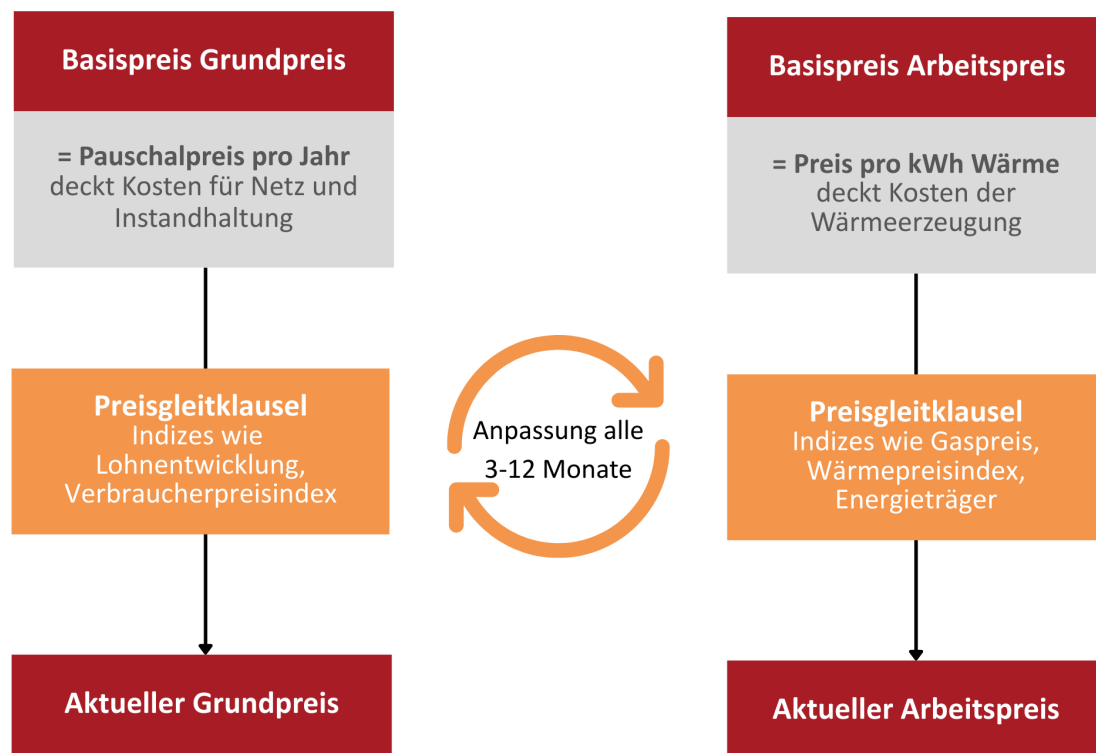
182. Die Wärmewende hat damit mehrere Auswirkungen auf die Anforderungen, die an ein Regulierungssystem für Fernwärmeunternehmen und Fernwärmenetze zu stellen sind. Erstens ist zu erwarten, dass Wärmeplanung sowie der Rückgang der Bedeutung von Systemwettbewerbern wie Gas- oder Ölheizungen die Bedeutung der Fernwärmeunternehmen erheblich steigern werden (Monopolkommission 2024, Tz. 580 ff.). Hierauf müssen angemessene rechtliche Antworten gefunden werden, um die dadurch steigenden Möglichkeiten des Missbrauchs von Marktmacht zu verhindern. Zweitens steht die Ausgestaltung entsprechender Regulierungsmaßnahmen vor der Herausforderung, die Anreize zu Investitionen, die für den Ausbau der Netze und der Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien notwendig sind, angemessen zu berücksichtigen. Drittens wird sich die Marktstruktur durch den notwendigen Austausch eines Großteils der Erzeugungsanlagen wesentlich verändern. Diese historisch einmalige Chance sollte genutzt werden, um die vertikale Integration der Fernwärmeunternehmen aufzubrechen und zur Entwicklung eines stärker wettbewerbsfähig ausgestalteten Marktes beizutragen.

3.3 Empirische Untersuchungen zur Entwicklung des Systemwettbewerbs

183. Fernwärmetarife bestehen in der Regel aus zwei Preisbestandteilen: einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis (pro kWh) und einem festen Grund- bzw. Leistungspreis. Letzterer wird entweder pauschal, pro Kilowatt vertraglich vereinbarter Leistung oder pro Quadratmeter beheizter Wohnfläche berechnet. Diese Komponente ist somit unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch und wird im Folgenden der Einfachheit halber als Grundpreis bezeichnet.

184. Fernwärmeverträge haben meist eine Laufzeit von mehreren, typischerweise bis zu zehn Jahren. Preisanpassungen während der Laufzeit erfolgen gemäß AVBFernwärmeV über sog. Preisgleitklauseln. Diese basieren in der Regel auf einer Kombination mehrerer Indizes, meist des Statistischen Bundesamts. Sowohl der Arbeits- als auch der Grundpreis werden regelmäßig, üblicherweise alle drei bis zwölf Monate, entsprechend ihrer Preisgleitklauseln angepasst. Die tatsächliche Preisentwicklung hängt daher von der Wahl der zugrunde liegenden Indizes ab.

185. Als Ausgangspunkt für ihre Tarife legen Fernwärmeanbieter jeweils einen Basispreis für den Arbeits- und den Grundpreis fest, deren Höhe sie frei bestimmen können. Diese Basispreise werden in der Regel alle paar Jahre, häufig in unregelmäßigen Abständen, für Neuverträge aktualisiert. Bei Vertragsabschluss werden diese Basispreise als Ausgangspunkt für die Preishöhe sowie die Preisgleitklauseln für die Preisentwicklung während der Vertragslaufzeit definiert. Sind die aktuellen Basispreise eines Unternehmens zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses bereits mehrere Jahre alt, kann dies dazu führen, dass die zu Vertragsbeginn geltenden Preise bereits stark durch die Entwicklung der Preisgleitklauseln beeinflusst sind. Neukundinnen und -kunden steigen auf dem aktuellen Preisniveau ein, das sich aus der Kombination der Basispreise und deren Fortschreibung über die Preisgleitklauseln ergibt. Abbildung 3.4 stellt diese Zusammenhänge grafisch dar.

Abbildung 3.4: Schematische Darstellung der Tarifstruktur im Fernwärmesektor

Quelle: Eigene Darstellung.

186. Die Monopolkommission hat in den Jahren 2024 und 2025 Tariffinformationen zu Fernwärme, Gas sowie Wärmepumpenstrom erfasst. Im Rahmen der Datenerhebung wurden für Preisinformationen zu Gas und Strom Angaben auf der Vergleichsplattform verivox.de genutzt. Die Daten zu Fernwärmemetarifen wurden von den Webseiten der jeweiligen Anbieter gesammelt, da wesentliche Kennzahlen wie die Preisbestandteile oder Basiswerte nach wie vor nicht zentral vorliegen. Zwar existiert mittlerweile eine von Verbänden betriebene Transparenzplattform für Fernwärmemetarife (waermepreise.info), diese stellt jedoch lediglich Mischpreise³¹ für drei verschiedene Beispielfälle dar (siehe Kapitel 3.5.1). Die Daten wurden, wo möglich, durch technische Daten über die Fernwärmenetze – wie etwa Angaben zu Netzgröße, Netzverlusten, Primärenergiefaktor und Energieträgern – von der Plattform waermepreise.info ergänzt. Darüber hinaus wurden geografische und demografische Daten des Statistischen Bundesamtes sowie Angaben zu genutzten Wärmeenergiequellen auf kommunaler Ebene von der E.ON-Wärmekarte (E.ON, 2023) genutzt.

187. Insgesamt liegen Daten zu 444 verschiedenen Tarifen aus 354 verschiedenen Fernwärmenetzen vor, die von 189 unterschiedlichen Anbietern betrieben werden. Trotz geltender Ver-

³¹ Ein Mischpreis stellt einen Durchschnittspreis dar, der sich aus mehreren zugrundeliegenden Preiskomponenten (z. B. Grundpreis und Arbeitspreis) unter Annahme eines bestimmten Verbrauchsprofils (z. B. angenommener Wärmeverbrauch in kWh und Anschlussleistung in kW).

öffentlichungspflichtigen sind die Informationen einiger Anbieter lückenhaft. Über die 189 erfassten Anbieter hinaus ist zudem eine Reihe weiterer Fälle bekannt, bei denen Anbieter entweder überhaupt keine Angaben auf ihrer Webseite machen oder keine Webseite gefunden werden konnte.

Tabelle 3.1: Wärmepreise für Fernwärme, Gas und Wärmepumpenstrom für die Jahre 2024 und 2025 ohne Installationskosten (ct/kWh, netto), Beispiel Einfamilienhaus

	2024			2025		
	Fernwärme	Gas	WP-Strom	Fernwärme	Gas	WP-Strom
Mittelwert	15,53	7,28	6,55	14,49	9,10	6,98
SD	3,83	0,55	0,58	3,17	0,69	0,5
Median	15,32	7,23	6,48	14,4	9,13	6,87
IQR	5,01	0,7	0,79	3,7	0,82	0,62
Anteil AP	83,7 %	88,5 %	92 %	80,7 %	92,4 %	89,2 %
Anzahl Tarife	369	369	369	369	369	369
Anfängliche Investitionskosten	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja

Annahme: 18 MW Wärmeverbrauch, 10 kW Anschlussleistung, 150 qm Wohnfläche. SD = Standardabweichung (Standard Deviation). AP = Arbeitspreis. IQR = Interquartile Range. Dies bezeichnet die Differenz zwischen dem 75-Prozent-Quantil und dem 25-Prozent-Quantil. Das 75-Prozent-Quantil gibt den Wert an, bei dem 75 Prozent der Tarife günstiger sind als dieser Wert. Die IQR zeigt somit die Preisspreizung innerhalb der mittleren 50 Prozent der Tarife. AP steht für Arbeitspreis und gibt an, welcher Anteil der aktuellen Wärmepreise (bzw. der ursprünglich im Rahmen der Basispreise definierten Preise) in diesem Beispiel auf den Arbeitspreis entfällt. Es wurden ausschließlich Regionen mit Fernwärmenetzen berücksichtigt, für die sowohl für das Jahr 2024 als auch das Jahr 2025 aktuelle und vollständige Fernwärmepreisinformationen vorlagen. Für die Wärmeerzeugung aus Gas wurde ein Wirkungsgrad von 0,9 angenommen, für Wärmepumpen ein Wirkungsgrad von 2,8. Messkosten wurden nicht berücksichtigt. Anfängliche Investitionskosten für Gasthermen bzw. Wärmepumpen wurden nicht berücksichtigt, diese fallen beim Anschluss ans Fernwärmenetz nicht an. Quelle: Eigene Erhebungen.

188. Tabelle 3.1 stellt die Wärmepreise für die Jahre 2024 und 2025 für Fernwärme, Gas und Wärmepumpenstrom im Anwendungsfall eines beispielhaften Einfamilienhauses dar. Weitere Beispielfälle („Sechs-Parteien-Haus“, „Mehrfamilienhaus/Hochhaus“) werden in Anhang A dargestellt. Dabei fällt auf, dass die Preise für Fernwärme seit 2024 im Mittel gesunken sind, während sich Gas und Wärmepumpenstrom verteuert haben. Dies lässt sich durch die genutzten Preisgleitklauseln erklären, die dafür sorgen, dass die Fernwärmepreise anderen Preisentwicklungen mit zeitlichem Versatz hinterherlaufen. Über alle Energieträger hinweg macht der Ar-

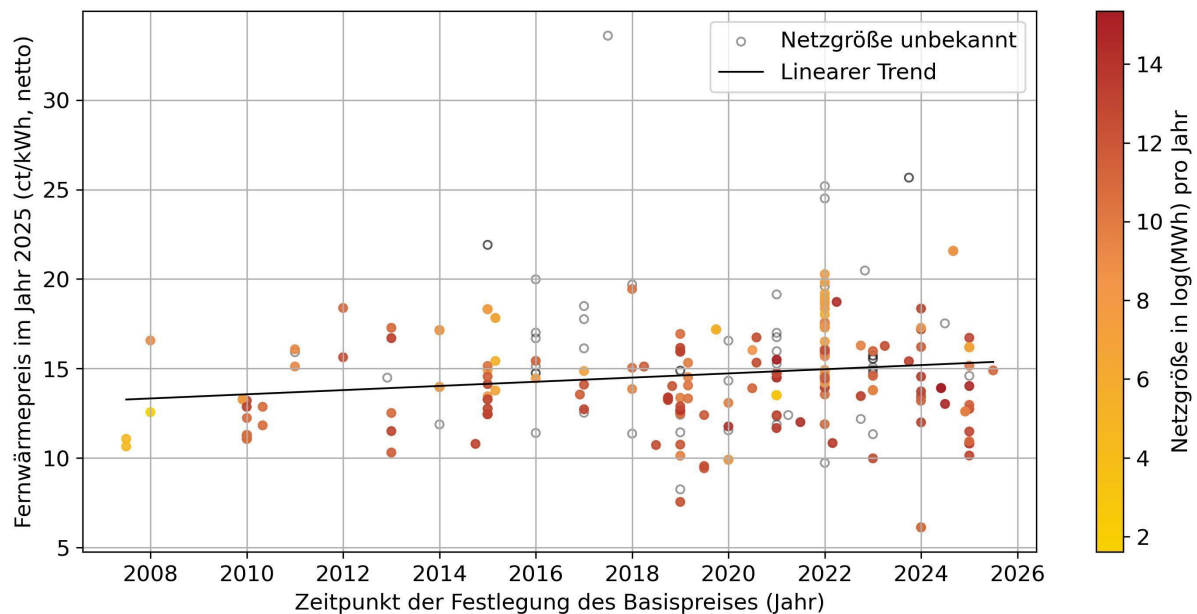
beitspreis den Großteil an den Gesamtkosten aus. Bei der Nutzung von Gas oder einer Wärmepumpe kommt allerdings ein wesentlicher Fixkostenpunkt durch anfängliche Investitionskosten hinzu, die in der Tabelle nicht dargestellt werden. Der Anteil des Arbeitspreises bei der Fernwärme ist mit 80,7 Prozent im Vergleich zum Vorjahr rückläufig. Der Anteil des Arbeitspreises in den von Fernwärmeunternehmen festgelegten Basispreisen liegt gemäß den Erhebungen der Monopolkommission im Durchschnitt jedoch nur bei 75,7 Prozent. Damit lässt sich festhalten, dass die auf den Arbeitspreis angelegten Preisgleitklauseln (siehe 3.3.1) im Schnitt stärker angestiegen sind als die Preisgleitklauseln, die für den Grundpreis gelten.

3.3.1 Preisanstiege im Fernwärmesektor nicht nur das Ergebnis genutzter Preisgleitklauseln

189. Insbesondere seit dem Jahr 2023 werden die in den letzten Jahren stark angestiegenen Fernwärmepreise immer wieder kontrovers diskutiert. Anbieter verweisen in diesem Zusammenhang oft auf die vorgeschriebene Nutzung von Preisgleitklauseln: Sehr oft kommen hierbei auch Indizes auf den Gaspreis – oder vom Gaspreis indirekt abhängige Indizes – zum Einsatz, die insbesondere seit Anfang 2022 stark angestiegen sind. Da diese Entwicklung für die Fernwärmeanbieter nicht erwartbar war, können sie somit nur sehr begrenzt für die Entwicklung ihrer Preisgleitklauseln verantwortlich gemacht werden. Da Preisanpassungen auf Grundlage von Indizes zudem immer erst mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung spürbar werden – normalerweise werden Indexwerte aus dem Vorjahr herangezogen –, steigen die Fernwärmepreise zudem auch noch eine Zeit lang weiter, auch wenn die zugrunde liegenden Gaspreise schon wieder rückläufig sind.

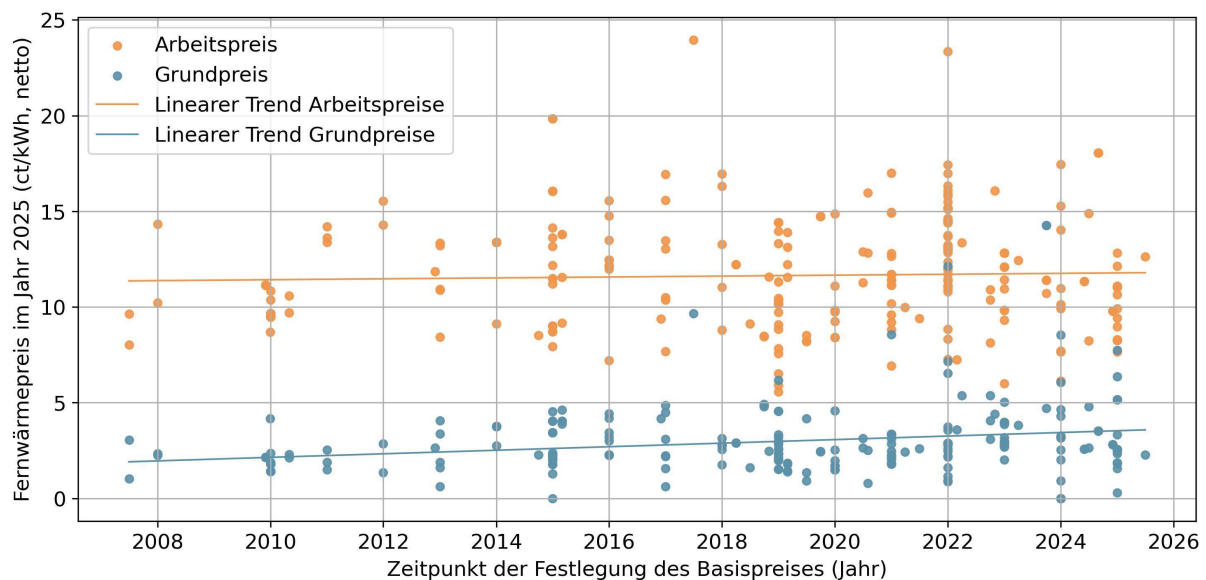
190. Die Daten der Monopolkommission zeigen jedoch eine Korrelation zwischen dem aktuellen Preisniveau und der Aktualität der Basispreise, wie Abbildung 3.5 darstellt. Das bedeutet, dass Unternehmen, die ihre Basispreise erst kürzlich neu definiert haben, tendenziell höhere Fernwärmepreise verlangen als Unternehmen, die ihre Basispreise seit mehreren Jahren nicht verändert haben. Dieser Zusammenhang ist statistisch signifikant.³² Wären Preiserhöhungen im Fernwärmesektor allein durch steigende Preisgleitklauseln zu erklären, dürfte ein solcher zeitlicher Trend nicht existieren, ein Update der Basispreise dürfte sich dann nicht auf das Preisniveau auswirken. Die Daten deuten darauf hin, dass Fernwärmeanbieter im Rahmen der Aktualisierung ihrer Basispreise auch das bis dahin geltende Preisniveau erhöhen. Dieses Verhalten ist nach Auffassung der Monopolkommission aufgrund des abnehmenden Systemwettbewerbs erwartbar.

³² Eine mögliche Verzerrung könnte sein, dass größere, professioneller betriebene Netze ihre Basispreise öfter anpassen als kleinere. Zwar besteht eine schwache Korrelation (+0,17) zwischen Netzgröße und Aktualität des Basispreises, der dargestellte Effekt bleibt aber weiterhin signifikant, auch wenn für die Netzgröße kontrolliert wird. Signifikanz bezieht sich in beiden Fällen auf das Niveau $p < 0,05$. Das bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit eines zufälligen Auftretens dieses Zusammenhangs bei weniger als fünf Prozent liegt.

Abbildung 3.5: Fernwärmepreise in Abhängigkeit vom Jahr der letzten Basispreisanpassung

Die Abbildung stellt die aktuellen (April 2025) Fernwärmepreise (für das Beispiel Einfamilienhaus mit 18 MWh Verbrauch/Jahr, 10 kW Anschlussleistung, 150 qm Wohnfläche) in Abhängigkeit von dem Zeitpunkt dar, zu dem die Basispreise zuletzt aktualisiert wurden. Die Netzgröße gemessen an der abgesetzten Wärmemenge wird mittels Farbverlauf dargestellt (klein=gelb bis groß=rot). Linearer Trend gemäß OLS-Methode (Methode der kleinsten Quadrate). Quelle: Eigene Erhebungen.

191. Darüber hinaus kann beobachtet werden, dass der Zusammenhang zwischen höherem Preisniveau und aktuelleren Basispreisen im Wesentlichen auf den Grundpreis zurückzuführen ist, wie Abbildung 3.6 darstellt. Werden im Zeitverlauf lineare Trends von Arbeits- und Grundpreis geschätzt (dargestellt durch die beiden Trendlinien), ist für den Arbeitspreis kaum ein Trend erkennbar (2007: 11,36 ct/kWh; 2025: 11,79 ct/kWh), während sich der Grundpreis fast verdoppelt (2007: 1,91 ct/kWh; 2025: 3,58 ct/kWh). In Tarifen mit sehr alten Basispreisen macht der Grundpreis aktuell schätzungsweise 14,3 Prozent der Gesamtkosten aus, in Tarifen mit frisch aktualisierten Basispreisen 23,3 Prozent.

Abbildung 3.6: Höhe von Arbeits- und Grundpreis abhängig vom Jahr der Basispreise

Die Abbildung stellt die aktuellen (April 2025) Fernwärmepreise (für das Beispiel Einfamilienhaus mit 18 MWh Verbrauch/Jahr, 10 kW Anschlussleistung, 150 qm Wohnfläche) in Abhängigkeit von dem Zeitpunkt dar, zu dem die Basispreise zuletzt aktualisiert wurden. Dabei wird nach den beiden wesentlichen Preiskomponenten „Arbeitspreis“ und „Grundpreis“ unterteilt. Zusätzlich werden für beide Preiskomponenten die linearen Trends der Preise im Zeitverlauf dargestellt (schwarze Linie). Linearer Trend gemäß OLS-Methode (Methode der kleinsten Quadrate). Quelle: Eigene Erhebungen.

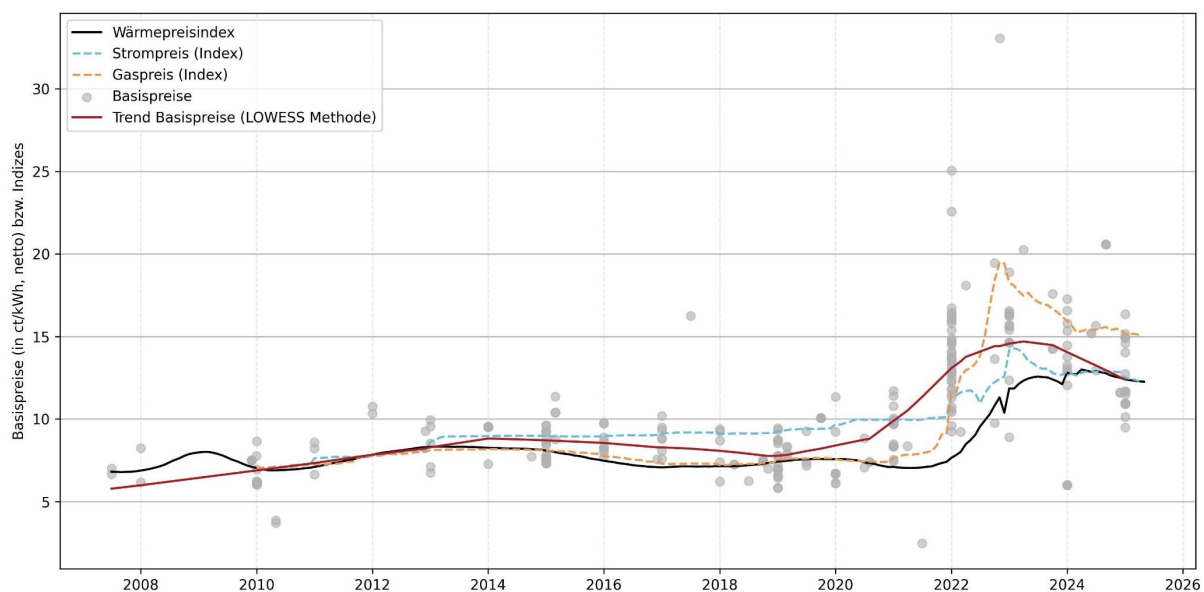
192. Die dargestellten Entwicklungen legen nahe, dass die Erhöhung der Basispreise nicht auf unerwartet stark angestiegene Kosten für Energieträger wie Gas zurückzuführen ist, die eine Anpassung über die Entwicklung der Preisgleitklauseln hinaus erforderlich gemacht hätten. Eine solche Anpassung hätte sich in den Arbeitspreisen widerspiegelt. Sofern sich die Preisadjustierungen überhaupt durch eine veränderte Kostenstruktur erklären lassen, scheinen diese eher struktureller Natur zu sein – etwa gestiegene Kosten für die Netzinfrastruktur –, die typischerweise über den Grundpreis refinanziert werden. Eine mögliche Erklärung ist, dass Fernwärmeunternehmen (im betrachteten Anwendungsfall eines Einfamilienhauses) eine durchschnittliche Gewichtung von Arbeitspreis und Grundpreis etwa im Verhältnis 3:1 anstreben, was der langjährigen relativen Gewichtung bei ihren Basispreisen entspricht. Da sich die Arbeitspreise aufgrund der Preisgleitklauseln in den vergangenen Jahren im Durchschnitt stärker erhöht haben als die Grundpreise, wird das ursprüngliche Verhältnis über eine Erhöhung der Grundpreise wiederhergestellt. Dass eine Erhöhung des Preisniveaus überhaupt über eine Aktualisierung der Basispreise durchgesetzt werden kann – anstatt etwa die Arbeitspreise zugunsten der Grundpreise zu senken – kann als Indiz für eine gestärkte Marktposition im Systemwettbewerb gewertet werden.

3.3.2 Analyse der Basispreise

193. Eine Analyse der Ursache für das aktuelle Preisniveau von Fernwärmeunternehmen ist empirisch kaum möglich. Die exakte Entwicklung der im Rahmen der Preisgleitklauseln genutzten Indizes ist weder für Verbraucherinnen und Verbraucher noch für Fernwärmeunternehmen vorherzusehen. Insbesondere durch die extremen Index-Entwicklungen der letzten Jahre ist das aktuelle Preisniveau in vielen Verträgen stark durch die exakte Index-Zusammenstellung geprägt, wodurch die aktuellen Preise stark durch Zufälligkeiten geprägt sind.

194. Die Basispreise werden dagegen durch die Fernwärmeunternehmen frei gewählt, sie sind weder von Indexentwicklungen noch von Regulierungsvorgaben betroffen. Sofern ein Fernwärmeunternehmen über Marktmacht verfügt, dürften sich entsprechende Preisaufschläge in den Basispreisen widerspiegeln. Bei der Wahl der Indizes für Preisgleitklauseln müssten Fernwärmeunternehmen dagegen insbesondere darauf achten, dass diese die eigenen Kostenentwicklungen möglichst gut repräsentieren. Aus Sicht der Monopolkommission ist kaum vorstellbar, dass Unternehmen aufgrund unvorhersehbarer Entwicklungen einen vorhandenen Index gegen einen weniger kostenreflexiven Index austauschen in der Hoffnung auf stärkere Preissteigerungen. Ein marktmächtiges Fernwärmeunternehmen dürfte im aktuellen Regime bestrebt sein, über die Basispreise einen gewinnmaximierenden Preisaufschlag festzulegen und diesen durch kostenreflexive Preisgleitklauseln langfristig abzusichern. Eine Analyse der Basispreise scheint daher geeignet, um das Preissetzungsverhalten von Fernwärmeanbietern zu analysieren.

195. Abbildung 3.7 stellt die Höhe der Basispreise aller vorliegenden Tarife abhängig vom Zeitpunkt ihrer Festlegung sowie verschiedene Indizes für den Beispielfall Einfamilienhaus dar. Dabei fällt insbesondere der sprunghafte Gaspreisanstieg seit Januar 2022 auf, der auch den Wärmepreisindex stark ansteigen lässt. Der Strompreis verläuft vergleichsweise gleichmäßiger. Der Trend der Basispreise orientiert sich am Verlauf des Wärmepreisindex, scheint sich aber seit 2019 tendenziell zu entkoppeln. Damit scheinen die Basispreise stärker als der allgemeine Preistrend im Wärmesektor anzusteigen.

Abbildung 3.7: Basispreise und ausgewählte Indizes im Zeitverlauf

Dargestellt wird die Entwicklung der Basispreise im Zeitverlauf, also abhängig davon, wann diese definiert wurden (für das Beispiel Einfamilienhaus mit 18 MWh Verbrauch/Jahr, 10 kW Anschlussleistung, 150 qm Wohnfläche). Die rote Linie stellt ihren Trend im Zeitverlauf unter Anwendung der LOWESS-Methode (locally weighted scatterplot smoothing) mit fraction Parameter 0,3 dar. Zusätzlich werden der Wärmepreisindex (CC13-77, schwarze Linie) und der Erzeugerpreisindex Gas (GP19-3522 22, orange Linie) dargestellt. Quelle: Eigene Erhebungen.

196. Für eine Analyse der Basispreise müssen diese zunächst deflationiert werden. Hierfür bietet sich der Wärmepreisindex (CC13-77) des Statistischen Bundesamts an, der den gängigsten Verbraucherpreisindex für den Wärmemarkt darstellt. Die Basispreise werden für die folgenden Analysen durch den Wärmepreisindex geteilt. So kann ausgedrückt werden, wie hoch ein Fernwärmeunternehmen seine Basispreise im Verhältnis zum zu diesem Zeitpunkt geltenden Wärmepreinsniveau wählt. Die folgende Regressionstabelle stellt dar, wie dieser Wert durch verschiedene Faktoren beeinflusst wird.

Tabelle 3.2: OLS-Regressionen auf die Basispreise (deflationiert um Wärmepreisindex)

	(1)	(2)	(3)	(4)
Konstante	15,4336*** (1,921)	11,4889*** (2,061)	12,6933*** (1,968)	12,7290*** (1,310)
log(Netzgröße)	-0,2204*** (0,066)	-0,2372*** (0,079)	-0,1733*** (0,045)	-0,1829*** (0,045)
log(Bevölkerungsdichte)	-0,6376** (0,255)	-0,4461* (0,257)	-0,5931*** (0,166)	-0,5843*** (0,169)
Primärenergiefaktor		0,6259 (0,626)		
Netzverluste (in Prozent)		3,0776 (2,436)		
Zeittrend (insgesamt)		0,1689*** (0,029)	0,1304*** (0,031)	0,1306*** (0,031)
Jahresdummies (2022-2025)			Ja	
Zusätzlicher Trend ab 2022				-1,8760*** (0,141)
Dummy ab 2022				3,9429*** (0,397)
Anzahl Observationen	223	209	223	223
R ²	0,094	0,217	0,656	0,625
Adj.-R ²	0,086	0,198	0,645	0,616
F-Statistic	8,687	9,394	51,37	69,04

Ergebnisse OLS-Regressionen, die abhängige Variable ist der für angenommenen und um den Wärmepreisindex deflationierte durchschnittliche Basispreis. Angegeben sind die berechneten Koeffizienten der abhängigen Variablen, Standarderror in Klammern. *** $p < 0,01$, ** $p < 0,05$, * $p < 0,1$. Annahme: 18 MW Verbrauch, 10 kW Anschlussleistung, 150 qm Wohnfläche. Der Primärenergiefaktor eines Netzes sinkt unter anderem aufgrund emissionsärmerer Erzeugung oder einem höheren Anteil an Kraft-Wärme-Kopplung. Um für die starken und unerwarteten Verwerfungen auf den Energiemärkten mit einem starken Anstieg der Gaspreise in 2022 und einem hohen, aber leicht abnehmenden Niveau ab dem Jahr 2023 zu kontrollieren, wurden in Regression 3 zum einen Dummy-Variablen für die Jahre 2022 bis 2025 genutzt. Alternativ wurde in Regression 4 ein zusätzlicher Trend ab dem Jahr 2022 implementiert (der zusätzlich zum insgesamten Zeittrend gilt), wobei ein Dummy für alle Basispreise ab dem Jahr 2022 zusätzlich eine Sprungstelle im Trend erlaubt. Quelle: Eigene Erhebungen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

197. Tabelle 3.2 zeigt, dass sowohl die Netzgröße – gemessen an den verkauften Einheiten an Wärme – als auch die Bevölkerungsdichte der Gemeinde, in der das Fernwärmenetz liegt, einen negativen Effekt auf die Basispreise haben. Dies deutet auf positive Skaleneffekte hin: Ein größeres Absatzvolumen sowie mehr potenzielle Abnahmestellen pro Kilometer Netz verschaffen Kostenvorteile, die sich in geringeren Basispreisen ausdrücken.

198. Darüber hinaus zeigt sich ein statistisch signifikanter positiver Trend des Basispreis-Wärmepreisindex über die Zeit. Dieser deutet darauf hin, dass Fernwärmeunternehmen im beobachteten Zeitrahmen einen immer höheren Aufschlag auf ihre Basispreise im Verhältnis zum allgemeinen Wärmepreisindex wählen können. Da der Wärmepreisindex die Situation des gesamten Wärmemarkts aus Verbrauchersicht repräsentiert, scheint also der Wettbewerbsdruck durch alternative Wärmetechnologien wie Gas, mit denen Fernwärmenetze bei der Systemwahl in Konkurrenz stehen, über die Zeit nachzulassen.³³

3.3.3 Schlussfolgerungen für die Wettbewerbssituation im Wärmemarkt

199. Die Monopolkommission hat bereits in ihrem Hauptgutachten 2024 dargelegt, dass der Systemwettbewerb im Wärmemarkt abnimmt – unter anderem wegen des politisch gewollten Ausstiegs aus neuen Gas- und Ölheizungen sowie der Stilllegung von Gasverteilnetzen. Die hier vorgelegten empirischen Ergebnisse untermauern diesen Eindruck: Fernwärmeunternehmen konnten im Zeitverlauf über die letzten 19 Jahre hinweg tendenziell steigende Aufschläge auf den Wärmepreisindex verlangen, was auf steigende Marktmacht gegenüber Wärmenachfragern hindeutet.

200. Darüber hinaus lassen sich die deutlichen Preissteigerungen im Fernwärmesektor der vergangenen Jahre nicht allein auf stark ansteigende Preisgleitklauseln zurückführen, sondern teils auch durch eine Erhöhung des Preisniveaus durch die Basispreise. Interessanterweise wird das Basispreisniveau insbesondere über die Grundpreiskomponente erhöht, was gestiegene Kosten für Energieträger als Begründung unplausibel macht. Es kann zwar nicht ausgeschlossen werden, dass Basispreise aufgrund stark gestiegener Kosten erhöht werden mussten, die durch die genutzten Preisgleitklauseln nicht ausreichend adressiert wurden. Dass Fernwärmeunternehmen jedoch überhaupt höhere Preise über höhere Basispreise durchsetzen können, deutet auf eine gestiegene Marktmacht gegenüber Verbraucherinnen und Verbrauchern hin.

201. Grundsätzlich sprechen auf den dargelegten Zusammenhängen aufbauende Plausibilitätsüberlegungen dafür, dass Fernwärmeunternehmen bei der Systemwahl mit alternativen Heiztechnologien mehr oder weniger in Konkurrenz stehen. Dazu passt auch das Ergebnis, dass ein hoher regionaler Marktanteil von Gas mit geringeren Basispreisen für Fernwärme einhergeht (siehe auch Monopolkommission, 2024). Die Erkenntnisse bekräftigen jedoch den Eindruck, dass dieser Systemwettbewerb schwächer wird. Um Marktmacht von Fernwärmeanbietern zu begrenzen, scheint ein Regulierungsansatz bei den Preisgleitklauseln zu kurz gegriffen.

³³ Regression 4 zeigt, dass die deflationierten Basispreise zum Jahr 2022 sprunghaft ansteigen („Dummy ab 2022“), dafür im anschließenden Zeitraum aber rückläufig sind (Summe aus „Zeittrend (insgesamt)“ und „Zusätzlicher Trend ab 2022“).

Denn Fernwärmeunternehmen können ein nicht wettbewerbskonformes Preisniveau am einfachsten über eine Anpassung ihrer Basispreise durchsetzen. Die im folgenden vorgestellten Maßnahmen zielen deshalb darauf ab, nicht nur die Preisgleitklauseln, sondern die gesamte Preissetzungsmacht von Fernwärmeanbietern zu adressieren.

3.4 Ein wettbewerbles Marktdesign für den Fernwärmemarkt

202. Die bisherigen Vorschläge zur Fernwärmeregulierung (vgl. Tz. 172, unten Tz. 267 ff. sowie Monopolkommission 2024, Tz. 654. ff.) betreffen das Verhältnis zwischen Fernwärmeunternehmen und ihren Endkundinnen und Endkunden. Sie sind kurzfristig umsetzbar und können dazu beitragen, einen möglichen Missbrauch von Marktmacht der Fernwärmeunternehmen auf diesem Markt zu verhindern. Sie adressieren damit allerdings nur die Symptome der Marktmacht und können nicht dazu beitragen, tatsächlich Wettbewerb im Fernwärmesektor zu schaffen. Die Monopolkommission hat daher bereits im vergangenen Jahr vorgeschlagen, die Marktstruktur stärker in den Blick zu nehmen und die Möglichkeit eines wettbewerblchen Marktdesigns und insbesondere die Einführung einer Zugangsregulierung zu erwägen (Monopolkommission, 2024, Tz. 687 ff.).

203. In der Wertschöpfungskette der Fernwärme stellt nur das Netz ein natürliches Monopol dar. Wärmeerzeugung und -vertrieb können dagegen prinzipiell wettbewerblch ausgestaltet werden unter der Voraussetzung, dass sie Zugang zum monopolistischen Fernwärmenetz erhalten. Durch die vertikale Integration der Fernwärmeunternehmen sind sie bisher ebenfalls weitgehend monopolistisch organisiert. Regulierung kann aber nicht nur auf dem Endkundenmarkt, sondern auch an der Nutzung des natürlichen Monopols – also der Netzinfrastruktur – ansetzen. Das Ziel wäre, Wettbewerb zwischen verschiedenen Unternehmen auf den Endkundenmärkten durch eine gemeinsame Nutzung des Netzes zu schaffen („Wettbewerb auf dem Netz“). Darüber hinaus kann – gegebenenfalls ergänzend – Wettbewerb um das natürliche Monopol geschaffen werden, indem das Recht zur Errichtung und zum Betrieb des Netzes (gegebenenfalls regelmäßig neu) ausgeschrieben wird („Wettbewerb um das Netz“). Im Folgenden wird ein Konzept für die dafür notwendigen Maßnahmen vorgestellt. Es baut auf dem Prozess der Wärmewende auf, der einen Ersatz der bisher bestehenden Wärmeerzeugungsanlagen durch Anlagen zur Produktion erneuerbarer Wärme sowie einen erheblichen Ausbau der Fernwärmenetze vorsieht. Die Monopolkommission schlägt vor, die darin angelegten Änderungen der Marktstruktur zu nutzen, um ein wettbewerblches Marktdesign zu schaffen.

3.4.1 Zugangsregulierung im Fernwärmesektor

204. Für die großen Energienetze der Strom- und Gasversorgung wurde bereits in den 1990er Jahren eine Zugangsregulierung eingeführt. Auch für Telekommunikations-, Post- und Schienennetze besteht grundsätzlich ein regulierter Zugangsanspruch, der zu Wettbewerb auf den dem Netz nachgelagerten Märkten führen soll. Im Fernwärmesektor gibt es in Deutschland hingegen wie in den meisten europäischen Ländern keine solche Marktöffnung. Wärmeproduktion, Netzbetrieb und Wärmevertrieb werden in der Regel von einem einzigen vollständig ver-

tikal integrierten Unternehmen betrieben (Monopolkommission, 2024, Tz. 687). Die Einbindung von Wärme, die von Drittanbietern erzeugt wird, erfolgt gegenwärtig im Wege des verhandelten Zugangs ohne gesetzliche Anordnung oder Beteiligung einer Regulierungsbehörde.³⁴

205. Die Nutzung des monopolistischen Fernwärmenetzes durch alternative Unternehmen ist auf unterschiedliche Weise denkbar. Dementsprechend gibt es verschiedene Möglichkeiten des Zugangs, von denen unterschiedliche Auswirkungen auf den Wettbewerb ausgehen (Mennel u. a., 2023; Monopolkommission, 2024, Tz. 692 ff.). Grundlage für die Nutzung eines Fernwärmenetzes ist zunächst der Netzanschluss. Er ist Voraussetzung sowohl für den Bezug von Wärme – durch Endkundinnen oder Endkunden oder zum Weiterverkauf – als auch für die Einspeisung von Wärme durch Wärmeerzeuger.

206. Dieser Anschluss kann dann den Ausgangspunkt für verschiedene Geschäftsmodelle zur Nutzung des Fernwärmenetzes bilden, die in unterschiedlichem Maße auf Vorleistungen des Fernwärmeunternehmens zurückgreifen. Ein Unternehmen, das in den Fernwärmemarkt eintritt, kann selbst entscheiden, nur bestimmte Teile der Wertschöpfungskette selbst zu erbringen und dafür Leistungen des Fernwärmeunternehmens in Anspruch zu nehmen, die über das natürliche Monopol des Fernwärmenetzes hinausgehen. Konkret kann es sich darauf beschränken, Wärme aus dem Netz des Fernwärmeunternehmens an Endkundinnen und Endkunden weiter zu verkaufen, ohne selbst als Wärmeerzeuger tätig zu werden (im Rahmen eines sog. Contracting-Modells, vgl. unter 3.4.1.1). Ein weiteres Geschäftsmodell besteht darin, als Wärmeproduzent Wärme in das Netz einzuspeisen und an das Fernwärmeunternehmen zu verkaufen, ohne selbst im Endkundengeschäft tätig zu sein (3.4.1.2).

207. Beide Geschäftsmodelle können zur Belebung des Wettbewerbs auf der jeweiligen Wertschöpfungsstufe beitragen. Zu echtem Wettbewerb auf den Endkundenmärkten, der von der Wärmeerzeugung und dem Vertrieb des marktbeherrschenden Fernwärmeunternehmens unabhängig ist, führt jedoch nur ein weiteres Geschäftsmodell, das Durchleitungsmodell (3.4.1.3). Dabei werden sowohl die Wärmeerzeugung als auch der Vertrieb vom Netzbetrieb getrennt. Die Wärmeerzeuger können im Wettbewerb untereinander das Netz zur Verteilung der Fernwärme an ihre Endkundinnen und Endkunden nutzen. Die Monopolkommission hat bereits darauf hingewiesen, dass die Marktmacht des bisherigen Fernwärmeunternehmens als Inhaber des natürlichen Monopols nur mithilfe des Durchleitungsmodells begrenzt werden kann. Erhalten Wärmeanbieter zu angemessenen Preisen Zugang zum Fernwärmenetz, sind etwaige Monopolpreise nicht mehr realisierbar (Monopolkommission, 2024, Tz. 688).

208. Die nachfolgend dargestellte Konzeption für die Entwicklung einer Zugangsregulierung im Fernwärmesektor zielt darauf ab, auch dritten Unternehmen auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen die Nutzung des Fernwärmenetzes zu ermöglichen. Sie sollen dadurch in die Lage versetzt werden, in den Markt einzutreten und die dadurch erlangte Marktposition später zu

³⁴ Ein gesetzlich festgeschriebenes Recht auf Drittzugang ergibt sich allerdings aus dem kartellrechtlichen Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung (§ 19 GWB). Dieses hat in der Praxis bisher allerdings keine Bedeutung erlangt.

nutzen, um weitere Wertschöpfungsstufen zu erschließen und im Idealfall langfristig im Durchleitungsmodell selbst auf dem Endkundenmarkt als Wärmeanbieter auftreten zu können.

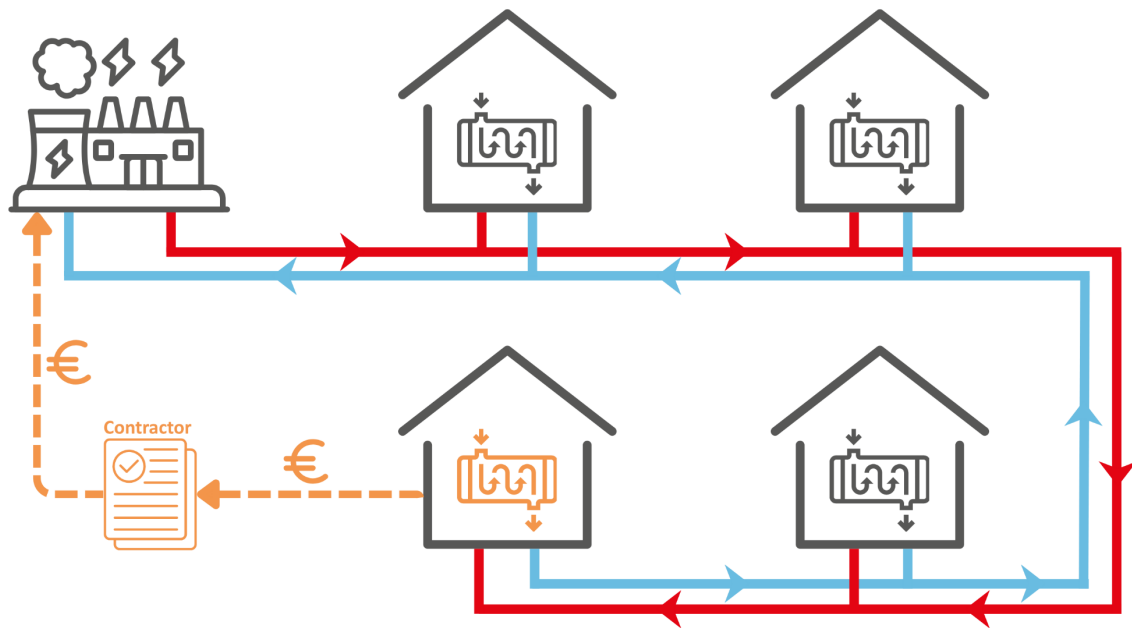
209. Europarechtlich zwingende Vorgaben für die Ausgestaltung des Drittzugangs zu Fernwärmenetzen bestehen allerdings nicht. Seit 2023 verpflichtet Art. 24 Abs. 4b der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2018/2001, EE-RL, 2018) die Mitgliedstaaten lediglich dazu, sicherzustellen, dass Betreiber von Fernwärmenetzen mit einer Kapazität von mehr als 25 MWh dazu angehalten werden, Anbietern von mit erneuerbaren Energien produzierter Wärme Zugang zu ihrem Netz zu gewähren. Dieser Zugang ist in mehrerlei Hinsicht beschränkt und verfolgt umweltpolitische, jedoch keine wettbewerbspolitischen Ziele.³⁵ Zudem wurde der Wortlaut „anhalten“ vom europäischen Gesetzgeber bewusst gewählt, um zu verdeutlichen, dass es sich – anders als noch im Kommissionsentwurf vorgesehen – nicht um eine verpflichtende Regelung handeln muss.

3.4.1.1 Resalezugang für Contractingmodelle als Markteintritt

210. Eine praktikable Möglichkeit des Markteintritts unter Nutzung eines Fernwärmenetzes besteht durch sog. Contractoren. Beim Contracting handelt es sich um ein Geschäftsmodell, bei dem die Errichtung oder Modernisierung einer Heizungsanlage nicht vom Gebäudeeigentümer, sondern durch ein anderes Unternehmen (dem Contractor) vorgenommen wird. Ziel ist häufig die Steigerung der Effizienz der Wärmeversorgung in einem Gebäude (sog. Energiespar-Contracting). Der Contractor errichtet, betreibt und finanziert die Heizungsanlage auf eigene Rechnung und verkauft die von ihm erzeugte Wärme an den Gebäudeeigentümer oder direkt an die Mieterinnen und Mieter.

211. Bei Gebäuden, die an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind, kann ein Geschäftsmodell für Contractoren aber auch darin bestehen, dass sie die Wärme nicht selbst erzeugen, sondern aus einem Fernwärmenetz beziehen und ihre Kundinnen und Kunden damit beliefern. Bei einem solchen Modell erzeugt der Contractor selbst keine Wärme, betreibt aber den Wärmetauscher und die Heizungsanlage im Gebäude. Er verkauft also eine vom Fernwärmeunternehmen bezogene Vorleistung (die Wärmelieferung) auf eigene Rechnung an seine Kundinnen und Kunden weiter. Voraussetzung ist, dass er sich mit dem Fernwärmeunternehmen über den Anschluss seiner Verteilungsanlage an das Fernwärmenetz und die Belieferung mit Wärme einigt (Abbildung 3.8).

³⁵ So gilt das Zugangsrecht beispielsweise nur, sofern dadurch dem Bedarf der Versorgung neuer Kundinnen und Kunden oder der Erweiterung bzw. des Ersatzes von Erzeugungskapazitäten entsprochen wird. Die Mitgliedstaaten können den Fernwärmenetzbetreibern zudem gestatten, aus technischen Gründen, aufgrund mangelnder Kapazität oder wenn das Fernwärmenetz die Dekarbonisierungsanforderungen der Energieeffizienzrichtlinie (Richtlinie (EU) 2023/1791, Energieeffizienz-RL, 2023) erfüllt, den Zugang zu verweigern (Art. 24 Abs. 5 EE-RL).

Abbildung 3.8: Funktionsweise Contracting

Quelle: Eigene Darstellung.

212. Aus Sicht der Monopolkommission hat Contracting das Potenzial, den Systemwettbewerb zwischen Fernwärme und dezentraleren Wärmeversorgungstechnologien langfristig zu stärken. Das Geschäftsmodell kann Ausgangspunkt für einen Einstieg in den Fernwärmemarkt darstellen. Dazu bezieht der Contractor die benötigte Wärme zunächst aus dem Fernwärmenetz und die von ihm betriebene Heizungsanlage ist dementsprechend an dieses angeschlossen. In einem nächsten Schritt könnte der Contractor eine eigene Wärmeerzeugungsanlage an der Abnahmestelle oder an einem anderen durch das Wärmenetz erschlossenen Ort errichten. Mit der erzeugten Wärme kann der Contractor entweder direkt oder – ein entsprechendes Zugangsrecht vorausgesetzt (dazu noch unten, 3.4.1.3) – über das Fernwärmenetz die bisher von ihm mit der Wärme des Fernwärmeunternehmens versorgten Kundinnen und Kunden versorgen.

213. Überschüsse kann er entweder in das Fernwärmenetz einspeisen und an das Fernwärmeunternehmen veräußern oder im Rahmen eines Durchleitungsrechts weitere an das Fernwärmenetz angeschlossene Endkundinnen und -kunden versorgen. Auf diese Weise könnte der Markteintritt von Contractoren auf der Abnahmeseite des Fernwärmemarktes genutzt werden, um später größere Teile der Wertschöpfungskette zu erschließen und zur Wettbewerbsdynamik im Fernwärmemarkt beizutragen.

214. Da beim Fernwärmeunternehmen Anreize bestehen könnten, den Netzanschluss und die Belieferung mit Wärme zu verweigern, um die vom Contractor versorgten Endkundinnen und Endkunden selbst zu erschließen und zu verhindern, dass dieser langfristig weitere Wertschöpfungsstufen erschließt, ist eine gesetzliche Verankerung des Rechts auf Belieferung erforder-

lich. Ein rechtlich abgesicherter Anspruch eines Contractors auf Belieferung mit Fernwärme besteht gegenwärtig nicht und ergibt sich im Regelfall auch nicht aus dem kartellrechtlichen Missbrauchsverbot. Contractors können zur Belieferung ihrer Kundinnen und Kunden in der Regel nicht nur auf Fernwärme, sondern auch auf selbst betriebene dezentrale Erzeugungstechnologien (z. B. Wärmepumpe, Biomasseheizung) zurückgreifen und fragen diese daher im Systemwettbewerb verschiedener Heiztechnologien nach. Die Fernwärme ist in diesen Fällen mit anderen Heiztechnologien austauschbar. Daher ist kartellrechtlich ein allgemeiner Markt für Heiztechnologien und kein bloßer Fernwärmemarkt zugrunde zu legen. Auf ersterem ist das Fernwärmeunternehmen nicht marktbeherrschend (OLG München, Urt. v. 19.10.2006, U (K) 3090/06, Rn. 40).³⁶

215. Anderes gilt, wenn der Contractor keine Wahl zwischen verschiedenen Heiztechnologien hat.³⁷ Dies kann der Fall sein, wenn bei dem betreffenden Gebäude bereits ein Anschluss an das Fernwärmenetz besteht und ein Wechsel auf eine dezentrale Heiztechnologie aufgrund technischer Gründe oder Lock-in Effekte unmöglich oder unwirtschaftlich ist. Gleiches gilt, wenn eine rechtliche Verpflichtung zur Nutzung der Fernwärme – z. B. aufgrund eines Anschluss- und Benutzungszwangs³⁸ – besteht. In diesen Fällen ist der Contractor genauso an die Nutzung von Fernwärme gebunden, wie es die Hauseigentümerin oder der Hauseigentümer wäre, sodass der Bezug von Fernwärme nicht mit anderen Heiztechnologien austauschbar ist und der Markt als reiner Fernwärmemarkt abzugrenzen ist (BGH, Beschl. v. 25.09.2007, KZR 33/06, Rn. 2). Auf diesem hat das Fernwärmeunternehmen eine marktbeherrschende Stellung (vgl. zu dieser Marktabgrenzung bereits Monopolkommission, 2024, Tz. 615 ff.).

216. Ob sich aus dieser marktbeherrschenden Stellung eine Verpflichtung zur Versorgung mit Fernwärme – insbesondere auf der Vorleistungsebene – ergeben kann, ist bisher nicht abschließend geklärt. Dagegen könnte sprechen, dass für Fernwärmeunternehmen, anders als im Fall von Gas- und Stromnetzen, keine Verpflichtung zum Anschluss von Endkundinnen und Endkunden³⁹ und kein Kontrahierungszwang besteht (BGH, Urteil v. 18.12.2019, VIII ZR 209/18, Rn. 42). Diese Grundwertung würde durch einen kartellrechtlichen Belieferungsanspruch auf der Vorleistungsebene umgangen.

217. Festgelegt ist gemäß § 22 Abs. 1 S. 3 AVBFernwärmeV allerdings, dass das Fernwärmeunternehmen bei einem bestehenden Versorgungsverhältnis seine Zustimmung zu einer Weiterleitung der Fernwärme an Dritte erteilen muss, wenn dem Interesse an der Weiterleitung nicht überwiegende versorgungswirtschaftliche Gründe entgegenstehen. Die Monopolkommission

³⁶ Dies gilt nach der ganz h.M. auch im Verhältnis von Fernwärmeunternehmen zu seinen Endkunden (Bundeskartellamt, 2012, Tz. 5; Topp, 2025, Tz. 173).

³⁷ Auch in diesem Fall kann ein Geschäftsmodell z. B. für Energiespar-Contracting bestehen (vgl. zu dem Begriff Tz. 210).

³⁸ Zu weiteren Fällen rechtlicher Verpflichtungen zur Nutzung von Fernwärme, vgl. Monopolkommission 2024, Tz. 581 ff.

³⁹ Vgl. zum Netzanschluss von Energieversorgungsnetzen § 17 Abs. 1 EnWG, der auf Fernwärmenetze keine Anwendung findet.

schlägt vor, diese Regelung um ein grundsätzliches Recht zum Anschluss an ein Fernwärmenetz und zum Bezug von Fernwärme auch zu deren Weiterleitung zu ergänzen.

218. Dieser Anspruch sollte auch in den Fällen gelten, in denen der Contractor dezentrale Heizungstechnologien einsetzen kann und der Fernwärmenetzbetreiber daher keine marktbeherrschende Stellung innehat. Er dient in diesen Fällen nicht der Überwindung einer marktbeherrschenden Stellung des Fernwärmeunternehmens, sondern soll alternativen Wärmeanbietern allgemein den Markteintritt in den (lokalen) Wärmemarkt unter Nutzung des Fernwärmenetzes ermöglichen, um diese Marktposition später ausbauen zu können und weitere Teile der Wertschöpfungskette der Fernwärme im Wege eines Einleitungs- oder Durchleitungszugang zu nutzen.

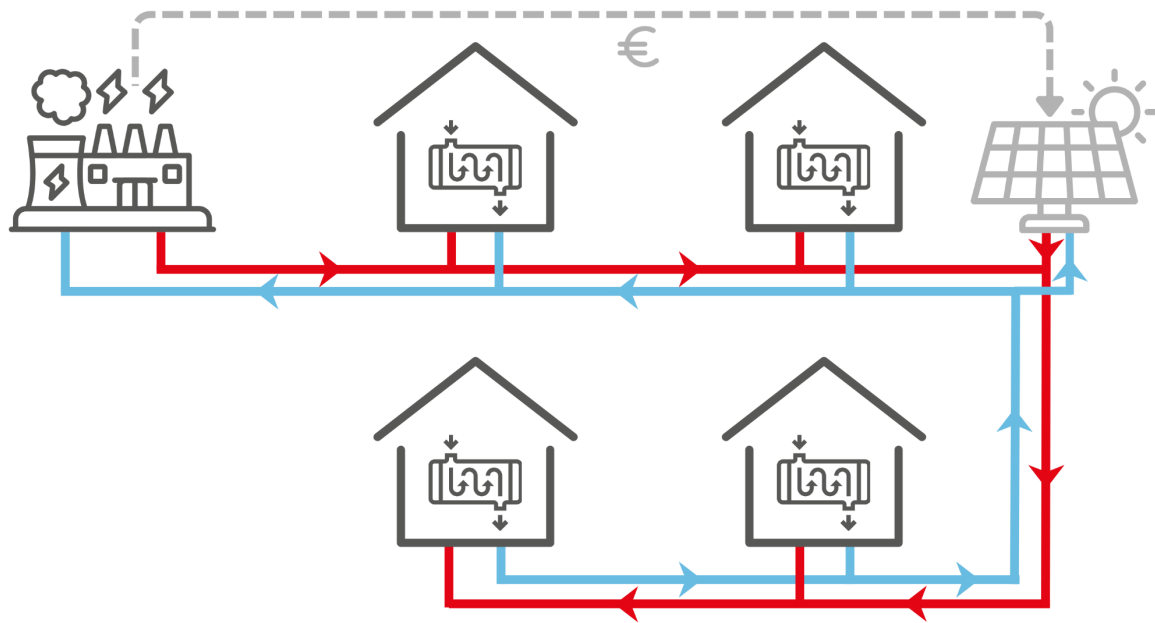
219. Um zu verhindern, dass dieser Belieferungsanspruch durch eine missbräuchliche Preisgestaltung ausgehebelt wird, sollten zudem allgemeine Regelungen für die Preisgestaltung festgelegt werden. Die Preise für den Vorleistungsbezug müssen einem Contractor, der wenigstens ebenso effizient ist wie das Fernwärmeunternehmen, ermöglichen, im Wettbewerb zu bestehen. Dazu muss diesem eine angemessene Spanne zur Deckung der Kosten seines Vertriebs und des Betriebs des Wärmetauschers verbleiben. Weiteren Gewinn kann er durch die Realisierung von Effizienzvorteilen beim Betrieb der Heizungsanlage erzielen.⁴⁰ Die Preisgestaltung kann auf den Endkundenpreisen des Fernwärmeunternehmens basieren, von denen die Vertriebs- und Anschlusskosten ausgenommen werden. Umgesetzt werden könnte dies durch eine Retail-Minus-Preisregulierung oder einen Preis-Kosten-Scheren-Test. Beides könnte ex-post im Rahmen des unten vorgeschlagenen Streitbeilegungsmechanismus (3.4.1.4) durchgesetzt werden.

3.4.1.2 Einspeisung durch Wärmeerzeuger

220. Um das Geschäftsmodell der Contractoren später auf weitere Wertschöpfungsstufen ausdehnen zu können und auch anderen Wärmeerzeugern den Eintritt in den Markt zu ermöglichen, sollte ergänzend ein Recht auf Einspeisung (überschüssiger) Wärme in das Wärmenetz geschaffen werden.

221. Das Fernwärmeunternehmen übernimmt dann die Vermarktung und Verteilung der Wärme an seine Endkundinnen und Endkunden und vergütet dem Wärmeproduzenten die eingespeiste Wärme. Der Wärmeproduzent nutzt also nicht nur die monopolistische Infrastruktur des Fernwärmeunternehmens zur Verteilung seiner Wärme, sondern auch dessen gesamte Einrichtungen zu Vertrieb und Vermarktung. Dies geschieht in der Regel durch den Verkauf der eingespeisten Wärme an das Fernwärmeunternehmen. Letzteres vertreibt die Wärme dann auf eigene Rechnung an seine Endkundinnen und Endkunden (Abbildung 3.9).

⁴⁰ Dies ist ein übliches Geschäftsmodell des Contracting (sog. Energiespar-Contracting). Die Effizienzvorteile werden üblicherweise zwischen dem Contractor und seinen Kunden aufgeteilt.

Abbildung 3.9: Funktionsweise Einspeisung

Quelle: Eigene Darstellung.

222. Diese Form des Markteintritts ist insbesondere für Unternehmen wie Rechenzentren, industrielle Produktionsbetriebe oder Müllverbrennungsanlagen relevant, bei deren Betrieb Abwärme anfällt, die nicht selbst genutzt werden kann. Diese Unternehmen sind auf die Transportleistung eines Fernwärmenetzes angewiesen, um die Wärme durch die Belieferung von Endkundinnen und -kunden kommerziell verwerten zu können. Sofern kein Fernwärmenetz besteht, stellt dies eine erhebliche Marktzutrittsschranke für (Ab-)Wärmeerzeuger dar, die erst ein Fernwärmenetz errichten müssten, um ihre Wärme an Endkundinnen und Endkunden verkaufen zu können.

223. In dem Verhältnis zwischen Fernwärmeunternehmen und wärmeproduzierenden Unternehmen besteht auf den Märkten für die Abnahme und den Transport von Wärme aufgrund des natürlichen Monopols eine marktbeherrschende Stellung. Kein anderes Unternehmen ist in der Lage, Fernwärme zu Endkundinnen und Endkunden zu transportieren (Albrecht, 2018, S. 382; Bundeskartellamt, 2012, S. 98). Die wärmeerzeugenden Unternehmen sind für den Transport ihrer Wärme vollständig auf den Zugang zu diesem Netz angewiesen.

224. Gleichwohl können Fernwärmeunternehmen auch in dieser Situation rationale Anreize haben, von Dritten erzeugte Wärme in ihre Netze einzuspeisen, um sie auf eigene Rechnung an ihre Endkundinnen und Endkunden zu verkaufen. Sofern der Drittanbieter Wärme zu geringeren Kosten erzeugen und anbieten kann als das Fernwärmeunternehmen, kann dieses durch die Einleitung der Wärme des Drittanbieters Kosten gegenüber der Eigenerzeugung einsparen. Sofern es nicht verpflichtet ist, diese Einsparungen in Form niedrigerer Preise an seine Endkundinnen und Endkunden weiterzugeben, ergibt sich hieraus ein Anreiz, Wärme von Dritten zu

beziehen anstatt eigene Wärmeerzeugungsanlagen zu errichten und zu betreiben. Die Dekarbonisierungsverpflichtungen, denen die Fernwärmeunternehmen unterliegen, machen den Ersatz eines erheblichen Teils der Erzeugungskapazitäten notwendig (Tz. 180 f.). Sie tragen zu diesem Anreiz bei, indem sie zu einer deutlichen Nachfrage nach Wärme führen, die aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Dies wird regulatorisch durch die kommunale Wärmeplanung sowie die Ausbau- und Dekarbonisierungsfahrpläne, die von den Fernwärmeunternehmen erstellt werden müssen, unterstützt. Dabei sollen vorhandene Potenziale zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien oder notwendiger Abwärme ermittelt werden, die in bestehende oder neu zu errichtende Fernwärmenetze eingespeist werden (vgl. § 16 Abs. 1 WPG). Sofern ein Dritter diese Quellen kostengünstiger erschließen kann als das Fernwärmeunternehmen, wird dieses vermutlich daran interessiert sein, die Wärmequelle vom Dritten erschließen zu lassen und ihm die Wärme abzukaufen. Etwa 30 Prozent der momentan von Fernwärmeanbietern vertriebenen Wärme wird von Drittanbietern bezogen.

225. Dennoch sieht die Monopolkommission Risiken, dass es im Verhältnis zwischen Fernwärmeunternehmen und Wärmeproduzenten zu einem Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung Ersterer kommt. So können Fernwärmeunternehmen Anreize haben, den Zugang zu verweigern oder missbräuchlich niedrige Preise für die eingeleitete Wärme zu bezahlen, um die Kontrolle über einen größeren Teil der Wertschöpfungskette zu erhalten (Albrecht 2018, S. 383). Insbesondere sofern der Regulierungsrahmen eine Weitergabe von Kostensteigerungen an die Endkundinnen und -kunden ohne Effizienzprüfung erlaubt, besteht die Gefahr, dass die Anreize zur Nutzung effizienterer Wärmeerzeugungslösungen von Dritten sinken.⁴¹ Im vorliegenden Modell kommt noch hinzu, dass Fernwärmeunternehmen den Drittzugang verweigern könnten, um zu verhindern, dass dritte Unternehmen sich eine Marktposition erarbeiten, die sie langfristig im Wege des Durchleitungsmodells zur Abwerbung von Endkundinnen und Endkunden des Fernwärmeunternehmens nutzen können. Sofern der Einleitungszugang auch als Marktzutrittsmöglichkeit für Wärmeerzeuger in den Fernwärmemarkt genutzt werden soll, erscheint es daher sinnvoll, ein Recht auf Einleitung von Wärme in Fernwärmenetze gesetzlich zu verankern. Angesichts der bestehenden Anreize zur Nutzung von Dritten erzeugter Wärme erscheint empfiehlt die Monopolkommission jedoch einen zurückhaltenden, unbürokratischen Regulierungsansatz.

226. Eine rechtliche Verpflichtung durch Drittanbieter erzeugte Wärme in ein Fernwärmenetz einzuspeisen besteht bisher nur im Berliner Landesrecht. Nach § 23 Abs. 1 des Berliner Energiewendegesetzes (Berliner Klimaschutz, und Energiewendegesetz, EWG Bln., 2016) sind die Betreiber von Wärmenetzen verpflichtet, Anlagen in räumlicher Nähe, die nicht nur geringfügige Mengen klimaschonender Wärme erzeugen, an ihr Wärmenetz anzuschließen. Zudem müssen sie klimaschonende Wärme zu diskriminierungsfreien Bedingungen abnehmen und

⁴¹ Nach der ständigen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes darf ein Fernwärmeunternehmen beispielsweise seine Preisgleitklauseln ändern, wenn sich seine Kostenstruktur ändert (BGH, VIII ZR 175/19, 26. Januar 2022, Tz. 45-79; BGH, VIII ZR 91/21, 28. September 2022, Tz. 31 f.; BGH, VIII ZR 77/22, 15. März 2023, Tz. 21 f.; BGH, VIII ZR 249/22, 27. September 2023, Tz. 22). Die Bundesregierung hat zudem im Rahmen der – schlussendlich nicht umgesetzten – Reform der AVBFernwärmeV erwogen, den Fernwärmeanbietern ein allgemeines Recht zur Änderung ihrer Preise im Fall der Integration erneuerbarer Energien in ihre Netze einzuräumen.

„angemessen“ vergüten (§ 23 Abs. 2 S. 1 EWG Bln.). Die Konkretisierung dieser Vorgabe auf den Einzelfall soll nach der Konzeption des Gesetzes privatautonom in Verhandlungen zwischen Wärmeerzeuger und Wärmenetzbetreiber vorgenommen werden (Bürger u. a., 2021, S. 22). Eine Regulierungsbehörde kann die Angemessenheit einer Vergütung im Einzelfall auf Antrag überprüfen und vorbehaltlich einer Einigung der Beteiligten eine angemessene Vergütung festsetzen (§ 23 Abs. 2 S. 2, S. 3 EWG Bln.).

227. Die Regelung ist bisher nicht zur Anwendung gekommen. Die Einspeisung von Wärme Dritter in Wärmenetze erfolgt auch in Berlin im Wege des verhandelten Zugangs. Sie zielte allerdings auch nicht auf die Stärkung wettbewerblicher Strukturen bei der Wärmeproduktion, sondern primär auf die Reduktion von CO₂-Emissionen durch die Nutzung klimaschonender Wärme ab. Für die wettbewerbsorientierten kartellrechtlichen Zugangsansprüche wurde daher ausdrücklich ein Anwendungsbereich neben der Berliner Landesnorm gesehen (Abgeordnetenhaus Berlin, 2021, S. 34 f.).

228. Aus dem kartellrechtlichen Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung gemäß § 19 GWB (Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, GWB, 2013) ergibt sich allerdings bisher keine praxisrelevante Möglichkeit, ein Fernwärmeunternehmen zur Einspeisung und Vergütung durch Drittanbieter erzeugter Wärme zu verpflichten. Zwar ist ein Fernwärmenetzbetreiber auch auf dem vorgelagerten Markt hinsichtlich der Abnahme von (Fern-)Wärme marktbeherrschend (vgl. bereits Tz. 222) und eine Abnahmeverweigerung eines marktbeherrschenden Unternehmens kann grundsätzlich einen Behinderungsmissbrauch gemäß § 19 Abs. 1 i. V. m. Abs. 2 Nr. 1 GWB darstellen (Fuchs, 2024, Tz. 190; Klumpe, 2025, Tz. 240). Allerdings fällt die im Rahmen der Unbilligkeitsprüfung des § 19 Abs. 2 Nr. 1 GWB durchzuführende Interessenabwägung regelmäßig zugunsten des Fernwärmeunternehmens aus, um es nicht zur Beschaffung und Vergütung von nicht benötigter Wärme zu verpflichten (Bundeskartellamt, 2012, S. 98 ff.).

229. Die Monopolkommission empfiehlt daher die Einführung einer Sonderregel, die ein Recht auf Einspeisezugang spezialgesetzlich normiert. Eine solche Regelung würde auf einem allgemeinen Recht auf Anschluss an das Fernwärmenetz aufbauen. Hinzu kommt ein Recht auf Einspeisung der Wärme, die vom Fernwärmeunternehmen angemessen zu vergüten ist. Das Einspeiserecht sollte allerdings so ausgestaltet werden, dass es die Anreize zu Investitionen in Wärmeerzeugungsanlagen nicht beeinträchtigt, um die Ziele der Wärmewende nicht zu gefährden.

230. Ein unbedingtes Recht auf Einspeisung in das Netz eines Fernwärmeunternehmens, das auch besteht, wenn bereits ausreichend Erzeugungskapazität zur Versorgung der angeschlossenen Kundinnen und Kunden vorhanden ist, würde dazu führen, dass die neu einzuspeisende Wärme bestehende Kapazitäten verdrängt. Es hätte zur Folge, dass die Anreize zu Investitionen in neue – gegebenenfalls mit erneuerbaren Energien betriebene – Wärmeerzeugungsanlagen erheblich beeinträchtigt würden, da ein Investor jederzeit damit rechnen müsste, von einem Unternehmen, das sich auf das Zugangsrecht beruft, aus dem Netz verdrängt zu werden und seine Wärme dann nicht mehr vermarkten zu können. Investitionsentscheidungen auf der Basis

planbarer Umsätze wären kaum noch möglich. Hinzu kommt, dass bereits getätigte Investitionen einen rechtlichen Vertrauensschutz genießen und nicht ohne weiteres durch den Gesetzgeber entwertet werden dürfen.

231. Alternativ könnte das Anschlussrecht zunächst unbegrenzt gewährt, das Fernwärmeunternehmen aber verpflichtet werden, seinen Wärmebedarf zu jedem Zeitpunkt aus der gerade günstigsten angeschlossenen Wärmequelle zu decken. Sofern in einem solchen Setting Wärmeerzeugungskapazität in einem größeren Umfang an das Netz angeschlossen ist als von den Fernwärmekundinnen und -kunden nachgefragt wird, stehen die verschiedenen Wärmequellen zueinander im Wettbewerb auf Grenzkostenbasis. Die Monopolkommission empfiehlt, langfristig ein solches Modell einzuführen und die Fernwärmeunternehmen dazu zu verpflichten, die dadurch erzielten Kostenersparnisse an die Endkundinnen und Endkunden weiterzugeben. Auf diese Weise profitieren auch sie von dem Wettbewerb auf der Erzeugungsstufe.

232. Kurzfristig besteht jedoch auch bei diesem Modell das Risiko erheblicher negativer Auswirkungen auf die Anreize zu notwendigen Dekarbonisierungsinvestitionen. Da der Wettbewerb auf Grenzkostenbasis stattfindet, existiert das Risiko, die sehr hohen Fixkosten für den Bau von Wärmeerzeugungsanlagen, die erneuerbare Energien nutzen, nicht refinanzieren zu können.

233. Die Monopolkommission schlägt deshalb vor, zunächst den im Zuge der Wärmewende notwendigen Aufbau neuer Erzeugungsanlagen für eine Markttransformation hin zu einem wettbewerblichen Marktdesign zu nutzen. Dies könnte dadurch umgesetzt werden, dass die Fernwärmeunternehmen verpflichtet werden, die erforderliche Integration von Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien nicht nur selbst vorzunehmen oder die von Dritten erzeugte Wärme im Wege einer Verhandlungslösung nach eigenem Ermessen in das Fernwärmenetz einzuspeisen. Vielmehr könnten die Fernwärmeunternehmen verpflichtet werden, entsprechende Wärmebedarfe auszuschreiben und in einem wettbewerblichen Verfahren zu vergeben. Dies ermöglicht alternativen Anbietern, Wärme in das Netz einzuspeisen, ohne dass bereits getätigte Investitionen des Fernwärmeunternehmens oder Dritter entwertet werden, da ein Ersatz der Erzeugungsanlagen aufgrund der Dekarbonisierungsverpflichtungen ohnehin notwendig ist. Eine Ausnahme könnte gelten, wenn die Verpflichtung zum Einsatz erneuerbarer Energien durch die Dekarbonisierung einer ohnehin bestehenden Wärmeerzeugungsanlage umgesetzt wird.

234. Die genaue Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens hängt vom jeweiligen Netz, dem Dekarbonisierungsbedarf und den Marktgegebenheiten ab. Damit die Ausschreibung des Wärmebedarfs tatsächlich zum Markteintritt alternativer Wärmeerzeuger und zur Entstehung einer dynamischen Marktstruktur beiträgt, sollten einige Grundsätze beachtet werden. Dazu ist es erforderlich, dass bei der Auswahlentscheidung des Fernwärmeunternehmens ein striktes Diskriminierungsverbot gilt. Neben der Bereitstellung der notwendigen Wärme darf der dafür verlangte Preis das einzige Entscheidungskriterium sein. Andere notwendige Entscheidungskrite-

rien sollten soweit wie möglich monetarisiert werden, um eine diskriminierungsfreie Entscheidung und die Auswahl der effizientesten Lösung zu gewährleisten (vgl. auch dena, 2025, S. 96).⁴²

235. Grundsätzlich ist auch eine Beteiligung des Unternehmens, das das Fernwärmenetz betreibt, an der Ausschreibung denkbar, allerdings muss sichergestellt werden, dass kein Wettbewerbsvorteil gegenüber alternativen Wärmeanbietern entsteht. Dies ist gewährleistet, wenn die an der Ausschreibung teilnehmende Konzerngesellschaft nicht zugleich das Fernwärmenetz betreibt. Außerdem darf zwischen Netzbetreiber und Wärmeproduzent desselben Konzerns kein Austausch von Informationen stattfinden, der für die Teilnahme an der Ausschreibung nicht erforderlich ist.

236. Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass durch Förderprogramme für Fernwärme, Netze und Wärmeerzeugung keine Wettbewerbsverzerrung zwischen dem Fernwärmeunternehmen und anderen Wärmeerzeugern entstehen. Die Monopolkommission empfiehlt, bei der Weiterentwicklung der Förderregelungen des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWKG) und der Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) darauf zu achten, eher das Netz als die Erzeugung zu fördern, um solche Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Bei der Ausgestaltung der Förderprogramme ist zudem darauf zu achten, dass durch die Förderung der monopolistischen Netzbetreiber keine weiteren Ineffizienzen entstehen. Im Idealfall können auf diese Weise die Kosten für den Netzzugang und den Wärmetransport gesenkt werden, die von den Endkundinnen und Endkunden getragen werden. Sofern auch die Wärmeproduktion oder die Umstellung der Produktion auf erneuerbare Energien finanziell unterstützt wird, sollte dies in gleichem Maße für den Betreiber des Fernwärmenetzes und Drittanbieter von Wärme gelten.

237. Sofern der Prozess der Dekarbonisierung so gestaltet wird, dass ein diskriminierungsfreier Wettbewerb um die Einspeisung in die Fernwärmenetze entsteht, ermöglicht dies verschiedenen Wärmeanbietern den Markteintritt, der langfristig zum Ausbau der eigenen Marktposition und zur Gewinnung eigener Endkundinnen und Endkunden befähigen könnte. Langfristig könnten diese Unternehmen ihr Geschäftsmodell von der Einspeisung und dem Verkauf der Wärme an das Fernwärmeunternehmen auf die Durchleitung und den direkten Verkauf der Wärme an Endkundinnen und Endkunden umstellen. Für Wärmeproduzenten ohne eigenes Endkundengeschäft sollte dann der oben beschriebene Wettbewerbsmechanismus (Tz. 231 f.) Anwendung finden, um auch die Endkundinnen und Endkunden an den Vorteilen des Wettbewerbs auf der Erzeugungsstufe teilhaben zu lassen.

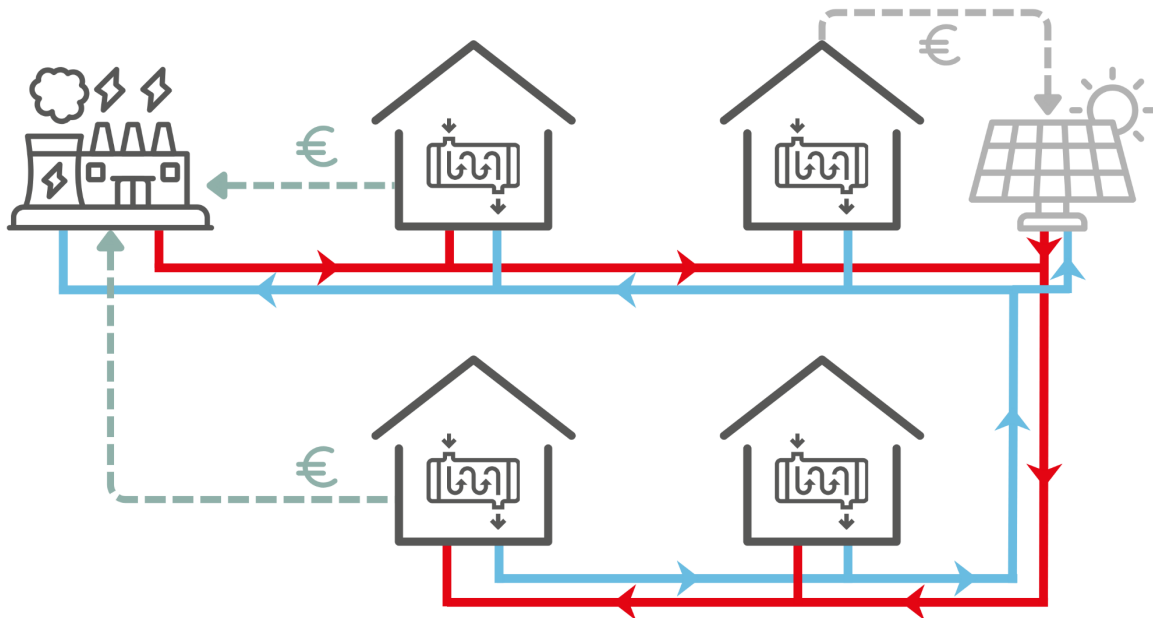
3.4.1.3 Langfristiger Wettbewerb mit einer Durchleitungsverpflichtung

238. Langfristig sollten die so in den Markt eingetretenen Unternehmen daher in die Lage versetzt werden, über das Durchleitungsmodell eigene Endkundinnen und Endkunden zu akquirieren und so in Konkurrenz zum etablierten Fernwärmeunternehmen zu treten (Abbildung

⁴² Beispielsweise können der Beitrag zur Dekarbonisierung über den CO₂-Preis, Herausforderungen beim Netzanschluss über kalkulatorische Anschlusskosten berücksichtigt werden.

3.10). Im Idealfall entsteht dadurch ein nachhaltiger Wettbewerb auf den Endkundenmärkten, der weitere regulatorische Eingriffe überflüssig macht.

Abbildung 3.10: Funktionsweise Durchleitung



Quelle: Eigene Darstellung.

239. An einer „Durchleitung“ – also einem Netzzugang Dritter zur Versorgung eigener Endkundinnen und Endkunden im Wege der Durchleitung – dürften vertikal integrierte Fernwärmeunternehmen im Regelfall kein Interesse haben, da er gleichbedeutend mit einer Schwächung der Marktposition des bisherigen Fernwärmeversorgers ist. Mögliche Monopolpreise können nicht mehr durchgesetzt werden, was den Gewinn des bisherigen Monopolisten schmälert. Die Monopolkommission hat bereits im letzten Hauptgutachten darauf hingewiesen, dass ein Durchleitungsmodell, selbst wenn es technisch möglich wäre, nur durch rechtliche Vorgaben etabliert werden kann (Monopolkommission, 2024, Tz. 688).

240. Auch im Fall eines gesetzlichen Durchleitungsrechts bleiben aufgrund der sehr heterogenen Marktstruktur des Fernwärmemarktes erhebliche Markteintrittsbarrieren bestehen. Die Netze unterscheiden sich stark hinsichtlich ihrer Größe sowie der Anzahl der angeschlossenen Kundinnen und Kunden, die von wenigen hundert bis hin zu mehreren hunderttausend Haushalten in Großstadtnetzen reicht. Eine Zusammenschaltung zwischen den Netzen besteht nicht, da der überregionale Transport von Wärme mit hohen Wärmeverlusten verbunden ist und daher weder ökologisch noch ökonomisch sinnvoll ist. Aus dem gleichen Grund bestehen auch keine überregionalen Wärmenetze. Die eingespeiste Wärme kann daher immer nur an Kundinnen und Kunden vertrieben werden, die an das jeweilige regionale Fernwärmenetz angeschlossen sind. Diese müssen zudem – zumindest teilweise – vom marktbeherrschenden Fernwärmeunternehmen abgeworben werden. Selbst wenn ein Durchleitungszugang gewährt würde, kann ein Wärmeerzeuger daher in der Regel nur eine sehr begrenzte Anzahl an Kundinnen oder

Kunden erreichen, die zudem meist durch langfristige Verträge an das marktbeherrschende Unternehmen gebunden sind. Der Durchleitungszugang hat somit nur bei sehr großen Netzen das Potenzial, den Marktzutritt alternativer Wärmeerzeuger zu ermöglichen.

241. Hinzu kommen technische Hürden, die den Zugang erschweren können. Beispielsweise müssen Zulauf- und Rücklauftemperatur zwischen den Wärmeerzeugern und dem Netz harmonisiert werden, das Einspeiseprofil der Erzeuger muss das Verbrauchsprofil der Kundinnen und Kunden abbilden und es müssen Regelungen für Systemdienstleistungen wie Reservekapazitäten oder die Abregelung von Einspeisern gefunden werden. Die am Markt realisierten Einspeisungslösungen zeigen jedoch, dass diese Herausforderungen grundsätzlich überwindbar sind. Bereits jetzt bestehen in vielen Fernwärmenetzen mehrere heterogene Wärmequellen, die je nach Nachfragesituation zu- oder abgeschaltet werden müssen. Der Betreiber des Fernwärmenetzes trägt in diesem Fall die Gesamtverantwortung, dass entsprechend der Nachfrage der angeschlossenen Kundinnen und Kunden ausreichend Wärme in das Netz eingespeist wird. Bei einer Zugangsregulierung nach dem Durchleitungsmodell muss diese Auswahlentscheidung zwischen den verschiedenen Wärmeerzeugungsanlagen anhand der Zuordnung der jeweiligen Endkundinnen und -kunden zu den Betreibern der Anlagen getroffen werden. Diese Herausforderung kann durch den Einsatz digitaler Wärmezähler bewältigt werden.

242. Aus zwei Gründen empfiehlt die Monopolkommission bereits jetzt ein regulatorisches Recht auf Durchleitungszugang gesetzlich festzuschreiben. Zum einen ermöglicht es einen Markteintritt alternativer Wärmeerzeuger in den Fällen sehr großer Netze, in denen ein Durchleitungszugang wirtschaftlich darstellbar ist. Zum anderen diszipliniert es die Marktmacht der Fernwärmeunternehmen allein dadurch, dass er die Bestreitbarkeit der Märkte ermöglicht. Der Markteintritt für alternative Wärmeanbieter wird insbesondere dann attraktiv, wenn das marktbeherrschende Fernwärmeunternehmen sehr hohe Endkundenpreise verlangt. Die Möglichkeit des Marktzutritts für Wettbewerber begrenzt somit die Fähigkeit des Fernwärmeunternehmens, Monopolpreise zu verlangen.

243. Angesichts der Rechtsunsicherheiten, die in Bezug auf einen möglichen kartellrechtlichen Durchleitungsanspruch (§ 19 Abs. 1 i.V.m. Abs. 2 Nr. 5 GWB) bestehen, schlägt die Monopolkommission vor, ein solches Recht außerhalb des Kartellrechts als gesonderte Regulierungspflicht für Fernwärmenetze einzuführen. Damit wird sichergestellt, dass sich Wärmeproduzenten auf die Möglichkeit der Durchleitung von Wärme durch das Fernwärmenetz verlassen können und die notwendige Rechts- und Investitionssicherheit erhalten. Da das Durchleitungsmodell nur bei wenigen größeren Netzen ein tragfähiges Geschäftsmodell darstellen dürfte, sollte auch hierfür ein zurückhaltender, unbürokratischer Regulierungsansatz gewählt werden, der sich auf große Netze beschränkt. Eine ex-ante Regulierung, die unabhängig von konkreter Nachfrage Zugangsrechte und -preise für einzelne Fernwärmenetze festlegt, sollte vermieden werden. Ergänzend sollte erwogen werden, Ausnahmen von der bis zu zehnjährigen vertraglichen Bindung an das Fernwärmeunternehmen (§ 32 Abs. 1 AVBFernwärmeV) für den Fall vorzusehen, dass eine Fernwärmekundin oder ein Fernwärmekunde zu einem alternativen Wärmelieferanten im gleichen Netz wechselt.

3.4.1.4 Möglichkeiten der institutionellen Ausgestaltung

244. Aufgrund der marktbeherrschenden Stellung der Fernwärmeanbieter hält es die Monopolkommission grundsätzlich für erforderlich, die genannten Zugangsrechte gesetzlich zu verankern und einen Durchsetzungsmechanismus zu etablieren. Angesichts der Möglichkeiten der Fernwärmenetzbetreiber, den Zugang zu verweigern oder unangemessen zu erschweren, sollte sich eine Umsetzung nicht allein auf die am Markt verhandelte kommerzielle Zugangsgewährung beschränken. Bei der institutionellen Ausgestaltung eines Ordnungsrahmens für den Drittzugang zu Fernwärmenetzen sollte allerdings berücksichtigt werden, dass jedenfalls bei kleinen Netzen der Durchleitungszugang mangels ausreichend angeschlossener oder erschließbarer Endkundinnen und Endkunden kaum eine Rolle spielen wird. Hinzu kommt, dass Fernwärmeunternehmen Anreize haben können, alternative Wärmeangebote zu integrieren, sofern diese die effizienteste Lösung darstellen.

245. Dies spricht für eine Ausgestaltung der Fernwärmeregulierung, die Fernwärmeunternehmen nicht unnötig bürokratisch belastet. Dazu sollten in einem ersten Schritt sehr kleine Netze vollständig aus dem Anwendungsbereich der Regelung ausgeschlossen werden. Ein geeigneter Maßstab für die Bestimmung der Netzgröße wäre der jährliche Wärmeabsatz (in GWh). Andere Maßstäbe, wie die Gesamtleistung angeschlossener Erzeugungsanlagen oder die Menge an erzeugter Menge bergen die Gefahr, dass Fernwärmenetze aufgrund von Dekarbonisierungsmaßnahmen als „größer“ eingestuft werden, was zu einer Zurückhaltung bei der Dekarbonisierung führen könnte.

246. Aus dem gleichen Grund ist die hoheitliche Durchsetzung eines Einspeiserechts nur im Einzelfall erforderlich. Dies spricht dafür, die notwendigen Durchsetzungsinstrumente zielgerichtet auf die problematischen Fälle zuzuschneiden. Abzulehnen ist eine behördliche ex-ante Regulierung, die das Zugangsrecht und den Zugangspreis proaktiv und einzelfallunabhängig festsetzt und dadurch bürokratische Belastungen auch bei den Netzen schafft, die in der Praxis vom Drittzugang nicht betroffen sind.⁴³ Aus Sicht der Monopolkommission ist es ausreichend, die oben beschriebenen Zugangsrechte, die Verpflichtung zur Ausschreibung von Dekarbonisierungsinvestitionen und Grundsätze zur Ermittlung angemessener Wärme- bzw. Zugangspreise gesetzlich festzulegen. Dabei kann auf aus dem Kartellrecht und der Regulierung anderer Netzwirtschaften etablierte Maßstäbe zurückgegriffen werden. Bereits erwähnt wurde, dass die Preisgrenze für die Belieferung von Contractoren auf Vorleistungsebene nach einem Retail-Minus-Standard ermittelt werden sollte. Die Preise für den Netzzugang im Durchleitungsmodell sollten sich an den (effizienten) Kosten des Fernwärmeunternehmens orientieren. Für das Recht auf Einspeisung erscheint eine Preisregulierung dagegen unnötig, da die Wärmepreise in wettbewerblichen Verfahren ermittelt werden.

⁴³ Das Modell der dena (2025) sieht eine intensive Beteiligung einer Regulierungsbehörde an dem Ausschreibungsprozess vor; auch Zerkawy u.A. (2024) schlagen eine Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für verschiedene regulatorische Aufgaben im Fernwärmesektor vor.

247. Die Monopolkommission empfiehlt die Einführung eines verpflichtenden Streitbeilegungsmechanismus, um eine behördliche Entscheidung in den – und nur den – Fällen herbeizuführen, in denen die praktische Umsetzung dieser Regelungen in den Verhandlungen zwischen Wärmeerzeuger und Fernwärmenetzbetreiber scheitert. Dieser sollte so ausgestaltet werden, dass er zeitnah eine behördliche und durchsetzbare Entscheidung herbeiführt um zu verhindern, dass die Effektivität des Drittzugangs durch langwierige Gerichtsverfahren und fehlende (höchststrichterliche) Normkonkretisierung beeinträchtigt wird. Eine solche Streitbeilegungsstelle könnte beispielsweise bei der Bundesnetzagentur oder bei Landesbehörden angesiedelt werden.

248. Damit die Streitbeilegungsstelle angemessene Preise für den Drittzugang und die Abnahme von Wärme ermitteln kann, sollten die Betreiber großer Fernwärmenetze, die der vorgeschlagenen Netzzugangsregulierung unterliegen, verpflichtet werden, ihre Rechnungslegung zwischen Netzbetrieb einerseits und Wärmeproduktion und -vertrieb andererseits zu trennen. Eine solche getrennte Buchführung stellt eine wichtige Voraussetzung für eine belastbare Ermittlung der Kosten des Fernwärmeunternehmens durch die Streitbeilegungsstelle dar, die je nach Einzelfall bei der Überprüfung der Angemessenheit der Entgelte eine wichtige Rolle spielen kann. Hinzu kommt, dass eine buchhalterische Entflechtung auch allgemein die Kostentransparenz der Fernwärmeversorgung erhöht und damit auch die zivilrechtliche Durchsetzung kartellrechtlicher Preisobergrenzen durch Endkundinnen und Endkunden erleichtert.

3.4.1.5 Fernziel: Wettbewerblicher Fernwärmemarkt

249. Die genannten Maßnahmen können dazu beitragen, langfristig eine stärker wettbewerblich ausgerichtete Marktstruktur zu schaffen. Die historisch einmalige Gelegenheit des Austauschs weiter Teile des Kraftwerkparks im Rahmen der Dekarbonisierung der Wärmenetze sollte dringend genutzt werden, um Wärmeerzeugung und -vertrieb stärker von den Fernwärmenetzen zu trennen. Dadurch kann die vertikale Integration vieler Fernwärmeunternehmen und die damit verbundene Übertragung der Monopolstellung des Netzes auf Wärmeproduktion und -vertrieb aufgehoben oder zumindest eingeschränkt werden. Bei der Integration dieses Prozesses in die kommunale Wärmeplanung sowie in die Netzausbau- und Dekarbonisierungsfahrpläne der Fernwärmenetzbetreiber kann bis zum Jahr 2045 eine wettbewerbliche Struktur entstehen.⁴⁴ An diesen Zeitpunkt knüpft auch die ebenfalls in diesem Gutachten vorgeschlagene erstmalige Ausschreibung der Wegerechte bereits bestehender Fernwärmenetze an (unten, 3.4.2)

250. Gleichwohl sollten die wesentlichen Teile der heute und zukünftig erforderlichen Regelungen bereits zeitnah gesetzlich festgelegt werden. Dies erhöht die Investitionssicherheit sowohl für die Fernwärmeunternehmen, die sich zur Erfüllung der Dekarbonisierungsverpflichtungen und dem angestrebten Netzausbau erheblichem Investitionsbedarf ausgesetzt sehen, als auch für dritte Wärmeerzeuger. Letztere umfassen nicht nur bereits regional tätige Unternehmen wie Industriebetriebe oder Rechenzentren, die ihre Abwärme in ein Fernwärmenetz

⁴⁴ Im Jahr 2045 soll der Dekarbonisierungsprozess der Fernwärme abgeschlossen sein (§ 29 Abs. 1 WPG).

einspeisen könnten, sondern auch Unternehmen, die neue Wärmeerzeugungsanlagen wie Großwärmepumpen und Geothermiekraftwerke errichten und sich auf das neue Geschäftsmodell erst einstellen müssen. Darüber hinaus können die Regelungen die Bestreitbarkeit der Fernwärmemärkte erhöhen und begrenzen bereits jetzt die Möglichkeit zum Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung der Fernwärmeunternehmen.

251. Hierfür sollten der Zugang zu und die Nutzung von Fernwärmenetzen teilweise neu geregelt werden. Contractoren und ähnlichen Weiterverkäufern von Wärme sollte ein grundsätzlicher Anspruch auf Belieferung durch das Fernwärmeunternehmen eingeräumt werden. Alternativen Wärmeproduzenten sollte ein Recht auf Einspeisung ihrer Wärme in ein Fernwärmenetz eingeräumt werden. Dazu sollte einerseits eine Verpflichtung der Fernwärmenetzbetreiber geregelt werden, notwendige Erweiterungs- oder Ersatzinvestitionen in ihren Kraftwerkspark auszuschreiben und an den effizientesten Bieter zu vergeben. Langfristig sollten alle an ein Netz angeschlossenen Kraftwerke die Möglichkeit haben, entweder auf Basis eines Durchleitungsanspruchs eigene Endkundinnen und Endkunden zu beliefern oder auf der Vorleistungsebene um die Belieferung des Fernwärmeunternehmens zu konkurrieren. Die dadurch ermöglichten Kostensenkungen sollten an die Endkundinnen und Endkunden weitergegeben werden.

252. Institutionell ist ein Streitbeilegungsmechanismus notwendig, der effektiv und zügig durchsetzbare Entscheidungen in den Fällen treffen kann, in denen sich Wärmeproduzenten und Fernwärmenetzbetreiber nicht einigen können. Die zuständige Behörde sollte dazu in die Lage versetzt werden, verbindliche Entscheidungen zu treffen, die die Vorgaben einer Zugangsregelung im jeweiligen Einzelfall konkretisieren. Voraussetzung hierfür ist auch die Einführung einer verpflichtenden buchhalterischen Entflechtung großer Fernwärmenetze.

3.4.2 Ausschreibung von Wegerechten für Fernwärmenetze

253. Die Monopolkommission empfiehlt zudem, die Wegerechte für den Aufbau und Betrieb von Fernwärmenetzen zukünftig in wettbewerblichen Verfahren zu vergeben. Dies zielt darauf ab, in einem Umfeld ohne Wettbewerb zwischen konkurrierenden Netzen im Vorfeld des Netzaufbaus einen Wettbewerb „um das Netz“ zu schaffen. Durch eine solche Ausschreibung soll die effizienteste Lösung für den Fernwärmebedarf ermittelt und sichergestellt werden, dass diese Effizienzvorteile an die Endkundinnen und Endkunden weitergegeben werden. Sie kann daher im Kontext der Wärmewende und dem angestrebten Neubau von Fernwärmenetzen ein wichtiges Instrument zur Vermeidung ineffizienter Investitionen und überhöhter Preise darstellen und dadurch zur Akzeptanz der Wärmewende beitragen.

254. Auch die Ausgestaltung der Ausschreibungen sollte unter Berücksichtigung der Anforderungen der Wärmewende erfolgen. Von besonderer Bedeutung ist die Integration in den Planungsprozess der kommunalen Wärmeplanung. Die richtige Auswahl der Vergabekriterien ist entscheidend dafür, ob Endkundinnen und Endkunden trotz Marktmacht eines Betreibers eines Fernwärmenetzes von Effizienzgewinnen profitieren können. Die Monopolkommission emp-

fiehlt, dem Endkundenpreis des Fernwärmenetzes das größte Gewicht unter den Vergabekriterien zu verleihen. Dabei sollten sowohl der Ausgangspreis, als auch (vertragliche) Regelungen zu dessen Entwicklung über die Konzessionslaufzeit in den Blick genommen werden.

255. Sofern das Fernwärmenetz eine hinreichende Größe aufweist und Drittzugang ermöglicht wird, können ergänzend oder alternativ auch die Bedingungen – insbesondere die Preise – für den Zugang alternativer Wärmeproduzenten zum Fernwärmenetz als Entscheidungskriterium herangezogen werden.

3.4.2.1 Ausschreibungsgegenstand: Wegerecht

256. Ausschreibungen sind grundsätzlich auf verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette der Fernwärme denkbar und teilweise auch rechtlich erforderlich. Dabei sind nicht nur die bereits im Kontext der Zugangsregulierung angeführten Stufen von Wärmeproduktion, -verteilung und -vertrieb relevant (Tz. 204). Es sind vielmehr auch die zugrunde liegenden Stufen des Wegerechtes für das Fernwärmenetz, des Netzbaus und des Netzbetriebs in den Blick zu nehmen.

257. Die Monopolkommission empfiehlt, eine Pflicht zur Ausschreibung der Fernwärmenetze an die Wegerechte – also die grundsätzliche Berechtigung zur Errichtung und zum Betrieb eines Fernwärmenetzes im öffentlichen Straßenraum – anzuknüpfen. Als zentrales Entscheidungskriterium sollte die Preisgestaltung gegenüber den Endkundinnen und Endkunden festgelegt werden. Dies trägt dazu bei, dass sowohl eine Ausnutzung der marktbeherrschenden Stellung der Kommunen auf dem Markt für Wegerechte (BGH, KZR 101/20, 05.12.2023, Rn. 21 ff.) als auch die des Fernwärmeunternehmens gegenüber seinen Kundinnen und Kunden unterbunden wird. Diese Risiken bestehen insbesondere dann, wenn das Fernwärmenetz durch ein Unternehmen der Gemeinde – z. B. ein Stadtwerk – betrieben wird. Dann kann die Gemeinde Anreize haben, überhöhte Konzessionsgebühren zugunsten ihres Haushaltes zu vereinbaren, die dann durch überhöhte Fernwärmepreise zulasten der Endkundinnen und Endkunden refinanziert werden.

258. Durch eine Ausschreibung der Wegerechte wird die Gemeinde daran gehindert, von Fernwärmeunternehmen überhöhte Gebühren für die Nutzung der Wegerechte – sog. Konzessionsgebühren – zu verlangen. Sie ist stattdessen verpflichtet, das Wegerecht an das Unternehmen zu vergeben, das die Wärmeproduktion und -lieferung am effizientesten gestalten kann und die Endkundinnen und Endkunden über niedrigere Preise hieran beteiligt. Die Fernwärmeunternehmen werden wiederum in ihrer Fähigkeit beschränkt, von ihren Endkundinnen und Endkunden überhöhte Preise zu verlangen. So wird verhindert, dass Gemeinden und Fernwärmeunternehmen ihre Marktmacht zulasten der Verbraucherinnen und Verbraucher missbrauchen.

259. Die Gemeinde wird dadurch nicht grundsätzlich daran gehindert, Konzessionsgebühren zu verlangen, darf diese aber nicht zum dominanten Entscheidungskriterium machen. Hierin liegt auch der wesentliche Unterschied zu den Ausschreibungen von Strom- und Gasnetzkonzessionen gem. § 46 EnWG. Bei diesen sind die Zugangspreise – die Netzentgelte – reguliert.

Dies verhindert die Ausnutzung der durch das natürliche Netzmonopol vermittelten marktherrschenden Stellung gegenüber Zugangsnachfragern sowie Endkundinnen und Endkunden. Daher können andere Vergabekriterien wie Konzessionsgebühren zur Anwendung kommen.⁴⁵ Bei den Fernwärmenetzen fehlt diese Preisregulierung jedoch. Deswegen ist es essenziell, dass die Preise für Endkundinnen und -kunden das zentrale Vergabekriterium werden.

260. Andere Ausschreibungsgegenstände können dies dagegen nicht leisten. Schreibt die Kommune etwa die Belieferung mit Wärme über ein Fernwärmenetz aus, so betrifft dies im Regelfall nur die eigene Nachfrage beispielsweise für kommunale Gebäude. Denkbar wäre zwar, dass die Kommune für ihre Bürgerinnen und Bürger mitverhandelt, dies hätte jedoch zur Konsequenz, dass anschließend die Kommune als monopolistischer Weiterverkäufer mit entsprechenden Preissetzungsspielräumen gegenüber diesen auftreten würde. Ausschreibungen von Netzbau und -betrieb zielen zwar ebenfalls auf Kostenersparnisse ab, sind aber nur möglich, sofern die Kommune Zugriff – z. B. als Eigentümerin – auf das Netz hat. Das Wegerecht liegt dagegen immer in kommunaler Hand und kann stets in einem wettbewerblichen Verfahren vergeben werden.

3.4.2.2 Rechtlichen Rahmenbedingungen für Ausschreibung schaffen

261. Die Monopolkommission empfiehlt die Einführung einer gesetzlichen Pflicht von Kommunen, die Wegerechte für Fernwärmenetze in einem wettbewerblichen Verfahren zu vergeben. Eine allgemeingültige Pflicht zur Ausschreibung der Wegerechte besteht bisher nicht. § 46 EnWG, der die Ausschreibung von Konzessionen für Strom- und Gasnetze vorschreibt, findet auf Fernwärmenetze keine Anwendung.⁴⁶ Vergaberechtlich kann eine Ausschreibung erforderlich sein, wenn die Zuweisung des Wegerechts mit anderen Beschaffungen wie Netzbau, Netzbetrieb, Wärmeproduktion oder Wärmeversorgung verknüpft wird. Die reine Vergabe eines Wegerechts im Sinne eines Zurverfügungstellens kommunaler Grundstücke stellt dagegen mangels Beschaffungsvorgang keinen vergaberechtlichen Auftrag (§ 103 Abs. 1 GWB, vgl. Fabry/Jasper, 2024, S. 293; Körber/Kühling, 2016, S. 21 ff.) und mangels Pflicht zur Leistungserbringung auch keine Dienstleistungskonzession (§ 105 GWB) dar (Sauer, 2018, S. 4).

262. Ob sich aus Kartellrecht eine Ausschreibungspflicht der Wegerechte ergibt, ist nach dem „Fernwärme Stuttgart“-Urteil des BGH nicht abschließend entschieden. Der Senat scheint zu einer Ausschreibungspflicht zu tendieren, wenn nur ein Netz wirtschaftlich zu betreiben ist, ohne dies jedoch abschließend zu entscheiden (BGH, KZR 101/20, 05.12.2023, Rn. 30). Die Ausführungen des Bundesgerichtshofes könnten allerdings so zu verstehen sein, dass sie einer exklusiven Vergabe an ein einzelnes Fernwärmeunternehmen entgegenstehen – jedenfalls dann, wenn mehrere Netze parallel betrieben werden können. Ein solches Verständnis würde eine Ausschreibung anhand der oben genannten Kriterien aus Sicht eines Fernwärmeunternehmens

⁴⁵ Auch bei der Vergabe von Konzessionen für Gasverteilnetze gemäß § 46 EnWG wird gelegentlich die Höhe der Netzentgelte als ein Entscheidungskriterium unter mehreren herangezogen, vgl. etwa OLG Karlsruhe, 6 U 222/23, 12. Juni 2024.

⁴⁶ Die Ausschreibungspflicht gilt gem. § 46 Abs. 2 S. 1 EnWG für Energieversorgungsnetze. Hierunter fallen gem. § 3 Nr. 16 EnWG nur Elektrizitäts- und Gas- und Wasserstoffversorgungsnetze, nicht jedoch Wärmenetze.

weitgehend entwerten. Dies hat zu entsprechender Rechtsunsicherheit unter den Kommunen geführt, die auch deswegen von der Ausschreibung von Wegerechten für Fernwärmenetze absehen.

263. Den Kommunen sollte daher – zumindest deklaratorisch – ein Recht zur exklusiven Vergabe der Wegerechte für die Errichtung eines Fernwärmenetzes an ein Unternehmen eingeräumt werden. Voraussetzung sollte sein, dass ein wettbewerbliches Verfahren eingehalten wird und die Endkunden- bzw. Zugangspreise das dominante Entscheidungskriterium darstellen. Diesem Recht sollte eine Pflicht zur wettbewerblichen Vergabe entsprechen, die in den Prozess der kommunalen Wärmeplanung integriert werden oder auf ihr aufbauen sollte. Darüber hinaus sollte das Verfahren durchgeführt werden, wenn ein Fernwärmeunternehmen von sich aus Interesse am Ausbau eines Netzes zeigt. Es sollte kein Ausbau eines Fernwärmenetzes stattfinden, ohne dass zuvor ein exklusives Wegerecht in einem wettbewerblichen Verfahren vergeben wurde.

264. Dies sollte zunächst für alle neu zu errichtenden Netze und wesentliche Erweiterungen bestehender Netze gelten. Bei bestehenden – insbesondere sehr großen – Netzen, die der hier vorgeschlagenen Zugangsregulierung unterliegen, kann sich im Zuge der Wärmewende eine eigentumsrechtliche Trennung zwischen Netz und Wärmeproduktion entwickeln. In diesem Fall sollte einzeln geprüft werden, ob auch bei Bestandsnetzen eine regelmäßige Neuausschreibung des Wegerechts angezeigt ist. Die erstmalige Ausschreibung könnte gemäß dem oben genannten Zielzeitpunkt für eine wettbewerbliche Marktstruktur zum ersten Mal im Jahr 2045 und dann – in Anlehnung an § 46 EnWG – alle 20 Jahre stattfinden.

3.5 Regulierungsmaßnahmen auf dem Endkundenmarkt

265. Die vorgeschlagenen Maßnahmen, die ein wettbewerbliches Marktdesign innerhalb eines Fernwärmenetzes zum Ziel haben, lassen sich voraussichtlich nur in sehr großen Netzen überhaupt sinnvoll umsetzen und haben zudem einen langfristigen Zeithorizont. Angesichts der Herausforderungen, vor denen der Fernwärmemarkt steht, hat die Monopolkommission daher schon im XXV. Hauptgutachten 2024 Regulierungsmaßnahmen auf dem Endkundenmarkt vorgeschlagen, unter anderem verpflichtende Transparenzvorgaben sowie eine unbürokratische Form der Preisregulierung (Monopolkommission, 2024, Tz. 654 ff.).

266. Diese Maßnahmen können kurzfristig umgesetzt werden und dadurch als Regulierungsvorgaben für den Endkundenmarkt bereits deutlich früher wirken als die langfristig angelegten strukturellen Maßnahmen. Besonders zeitnah umzusetzen wären die vorgeschlagenen Transparenzvorgaben (Kapitel 3.5.1), die aus Sicht der Monopolkommission bereits beispielsweise im Rahmen einer Reform der AVBFernwärmeV im kommenden Jahr eingeführt werden könnten. Die vorgeschlagene Form der vereinfachten Price-Cap-Regulierung (siehe Kapitel 3.5.2) könnte im Anschluss beispielsweise innerhalb der kommenden drei Jahre eingeführt werden.

3.5.1 Preistransparenz weiter stärken

267. In Österreich existiert bereits seit Ende 2023 eine von der österreichischen Energieagentur im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) betriebene Webseite mit Tariffinformationen für Fernwärme.⁴⁷ Wärme- und Kälteanbieter, die mehr als 20 Endkundinnen und -kunden beliefern, sind verpflichtet, Tarifkomponenten wie z. B. Grund-, Arbeits- und Messpreise, die Zusammensetzung der Preisgleitklauseln sowie weitere Tariffinformationen zu melden.

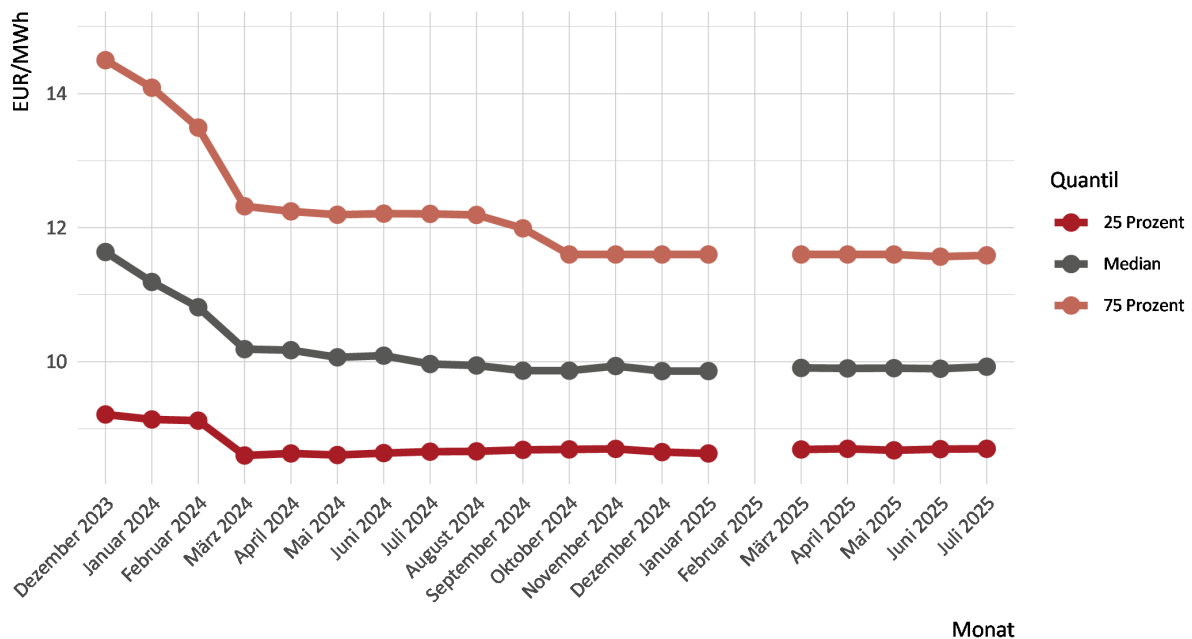
268. Die auf der Preiswebseite veröffentlichten Daten lassen Rückschlüsse hinsichtlich der grundsätzlichen Preisentwicklung in Österreich zu. Insbesondere lässt sich feststellen, ob sich die Tarife seit der Einrichtung möglicherweise angenähert haben. Der sog. „Regulatory Threat Hypothesis“ zufolge kann bereits die implizite oder explizite Drohung einer Regulierung Anbieter mit Preissetzungsmacht disziplinieren und somit preisdämpfend wirken (Glazer/McMillan, 1992). Empirisch wurde dies z. B. im Fernwärmesektor in Schweden gezeigt, wo in Gebieten mit vielen Preisbeschwerden an eine unabhängige Schlichtungsstelle die Preise niedriger ausfielen als in Marktregionen mit weniger Beschwerden, obwohl die Sprüche der Schlichtungsstelle keine bindende Wirkung haben (Bonev u. a., 2020).

269. Analog könnten bereits die Bekanntmachung und die daraus resultierende bessere Vergleichbarkeit der Preise insbesondere teure Anbieter disziplinieren, auch wenn die bloße Veröffentlichung der Fernwärmepreise keinerlei regulatorische Folgen für diese Anbieter nach sich zieht. Da auf der Transparenzplattform monatlich die Daten aller zum jeweiligen Zeitpunkt gemeldeten Tarife bereitgestellt werden, lässt sich die gesamte Entwicklung der Tarifstrukturen im Zeitablauf analysieren.

270. Dabei zeigt sich anhand verschiedener statistischer Kenngrößen, dass sich die Arbeitspreise der veröffentlichten Tarife in Österreich seit dem Start der Webseite im Dezember 2023 tendenziell angeglichen haben. Die deskriptiven Kennzahlen der zum jeweiligen Zeitpunkt gemeldeten Tarife sind in Anhang A dargestellt. Abbildung 3.11 zeigt die Entwicklung verschiedener aggregierter Kennzahlen seit der Einrichtung der österreichischen Transparenzplattform. Dabei zeigt sich eine Abnahme der Preisdifferenzen zwischen günstigeren und teureren Tarifen im Zeitablauf. Insbesondere im ersten Quartal 2024 sind die Arbeitspreise gesunken, wobei die Preise in den relativ teuren Tarifen stärker gefallen sind als in den günstigeren Tarifen. Die Preisspreizung hat sich somit insbesondere in den ersten Monaten seit Einführung der Transparenzplattform verringert. Hierbei muss beachtet werden, dass mit den vorliegenden Daten ein direkter kausaler Zusammenhang zwischen der Einrichtung der Transparenzplattform und der geringeren Spreizung der Preise bzw. der allgemeinen Preissenkungen nicht belegt werden kann.⁴⁸

⁴⁷ <https://waermepreise.at>.

⁴⁸ Dies könnte z. B. mit detaillierten Preisdaten aus der Zeit vor der Einführung der Preisplattform geschätzt werden, welche der österreichischen Energieagentur allerdings nicht zur Verfügung stehen.

Abbildung 3.11: Quantile der Tarife beim Arbeitspreis**Quantile Arbeitspreis nach Monat**

Anm.: IQR = Interquartile Range. Dies bezeichnet die Differenz zwischen dem 75-Prozent-Quantil und dem 25-Prozent-Quantil. Das 75-Prozent-Quantil gibt den Wert an, bei dem 75 Prozent der Tarife günstiger sind als dieser Wert. Die IQR zeigt somit die Preisspreizung innerhalb der mittleren 50 Prozent der Tarife. Quelle: waerme-preise.at.

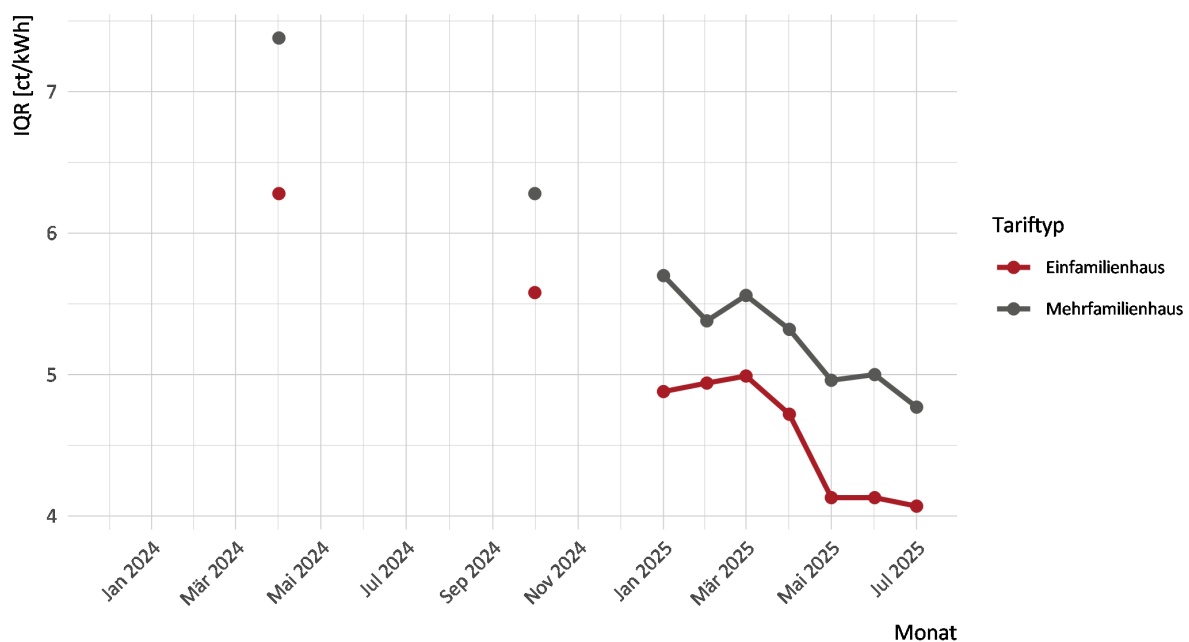
271. Neben diesen möglichen preisdämpfenden Effekten kann eine Erhöhung der Preistransparenz auch positiv auf die Akzeptanz von Fernwärme wirken. Vertrauen in nachvollziehbare Preise und Preissetzungsmechanismen ist eine wichtige Voraussetzung für die Akzeptanz einer Wärmetechnologie. Mangelnde Preistransparenz gilt dagegen als eines der größten Hemmnisse hinsichtlich der Akzeptanz von Fernwärme (Köhler u. a., 2024). Eine aktuelle und umfassende Transparenzplattform kann daher diese Akzeptanz stärken und sowohl ökonomische als auch psychologische Hindernisse für die Adoption von Fernwärme abbauen. Insbesondere aufgrund der monopolistischen Struktur von Fernwärmeanbietern kann Preistransparenz dabei helfen, die tatsächliche oder subjektiv empfundene Abhängigkeit vom Anbieter zu reduzieren (European Commission Directorate General for Energy, 2023). Außerdem kann sie dazu beitragen, die Durchsetzung kartellrechtlicher und anderer Grenzen für die Preisgestaltung durch die Fernwärmekundinnen und -kunden zu vereinfachen (Monopolkommission 2024, Tz. 657).

272. Die Monopolkommission begrüßt daher die Einrichtung der Preistransparenzplattform in Deutschland, die seit dem 17. Mai 2024 zugänglich ist und unter anderem durch den Fernwärmeverband AGFW betrieben wird. Dabei sollte allerdings vonseiten der Betreiberverbände noch stärker darauf hingearbeitet werden, möglichst alle in Deutschland angebotenen Tarife in der Plattform abzubilden. Bisher beruht die Teilnahme an der Transparenzplattform auf Freiwilligkeit seitens der Energieversorger. Hier besteht das Risiko, dass insbesondere Anbieter mit

überdurchschnittlich hohen Tarifen diese Tarife nicht an die Plattform melden, was die auf Vergleichbarkeit beruhende Transparenzwirkung der Plattform schmälert. Abbildung 3.12 zeigt die IQR (Interquartilsabstand, also die Differenz zwischen dem 75-Prozent-Quantil und dem 25-Prozent-Quantil) für die auf der Transparenzplattform gelisteten Tarife im Zeitverlauf. Da lediglich Mischpreise für vordefinierte Anwendungsfälle verfügbar sind, werden hier Misch- und nicht Arbeitspreise dargestellt. Tendenziell scheint die Varianz der gemeldeten Tarife – ähnlich wie auf der österreichischen Plattform – über den beobachteten Zeitraum hinweg zurückzugehen.

Abbildung 3.12: IQR der Mischpreise in Deutschland laut Transparenzplattform

IQR der Mischpreise in Deutschland



Anm.: IQR = Interquartile Range. Dies bezeichnet die Differenz zwischen dem 75-Prozent-Quantil und dem 25-Prozent-Quantil. Das 75-Prozent-Quantil gibt den Wert an, bei dem 75 Prozent der Tarife günstiger sind als dieser Wert. Die IQR zeigt somit die Preisspreizung innerhalb der mittleren 50 Prozent der Tarife. Quelle: waermepreise.info.

273. Wie in Kapitel 3.3 dargestellt hat die Monopolkommission in den Jahren 2024 und 2025 eigenständig Tarifinformationen von Fernwärmeunternehmen in Deutschland erhoben. Diese wurden (mit Stand April 2025) auf ihre Listung auf der Preistransparenzplattform hin überprüft. Dabei zeigte sich, dass von den Tarifen, zu denen der Monopolkommission für die Jahre 2024 und 2025 vollständige Preisinformationen vorliegen, 237 Tarife auch auf der Preistransparenzplattform dargestellt werden, während 132 Tarife dort nicht veröffentlicht werden. Die Tarifdaten der Monopolkommission werden in Tabelle 3.3 dargestellt, wobei danach unterschieden wird, ob Tarife auch auf der Preistransparenzplattform veröffentlicht wurden oder nicht.

Tabelle 3.3: Fernwärmepreise Deutschland mit und ohne Veröffentlichung auf Transparenzplattform (ct/kWh, netto)

	April 2024	Nicht	April 2025	Nicht
	Veröffentlicht	Veröffentlicht	Veröffentlicht	veröffentlicht
Beispiel Einfamilienhaus (Mischpreis in ct/kWh Wärme, netto)				
Mittelwert	15,157	16,195	14,214	14,997
SD	3,371	4,48	2,574	3,996
Median	15,32	15,42	14,18	14,76
IQR	4,796	5,566	3,329	4,93
Arbeitspreis (EUR/MWh Verbrauch, netto)				
Mittelwert	126,4	137,6	113,2	123,3
SD	33,2	42,3	25,7	33
Median	120,6	128,5	111,5	120,8
IQR	43,3	47,8	41,5	43
Grundpreis (EUR/kW Anschlussleistung, netto)				
Mittelwert	45,25	43,91	52,09	48,72
SD	27,32	24,44	28,3	37,5
Median	42,24	42,34	51	43,88
IQR	30,41	20,47	25,66	21,78
Anzahl Tarife	237	132	237	132

Das Beispiel „Einfamilienhaus“ beschreibt ein Szenario mit 18 MW Verbrauch pro Jahr, 10 kW Anschlussleistung, 150 qm Wohnfläche. SD = Standardabweichung (Standard Deviation). IQR = Interquartile Range. Dies bezeichnet die Differenz zwischen dem 75-Prozent-Quantil und dem 25-Prozent-Quantil. Das 75-Prozent-Quantil gibt den Wert an, bei dem 75 Prozent der Tarife günstiger sind als dieser Wert. Die IQR zeigt somit die Preisspreizung innerhalb der mittleren 50 Prozent der Tarife. Es wurden ausschließlich Tarife berücksichtigt, für die sowohl für das Jahr 2024 als auch das Jahr 2025 aktuelle und vollständige Preisinformationen vorlagen. Quelle: Eigene Erhebungen.

274. Wie Tabelle 3.3 zeigt, lagen die Mischpreise (wie auch die Arbeitspreise) der nicht veröffentlichten Tarife für die Jahre 2024 und 2025 im Mittel (wie auch im Median) zwar leicht ober-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

halb der auf der Transparenzplattform veröffentlichten Preise – dieser Zusammenhang ist jedoch nicht statistisch signifikant. Zudem sind sowohl die Preise als auch deren Streuung sowohl der veröffentlichten als auch der nicht-veröffentlichten Tarife im Jahr 2025 (verglichen mit dem Jahr 2024) zurückgegangen. Insofern sollten Preis- und Streuungsrückgang, auch in Bezug auf die österreichischen Fernwärmedaten, für diesen Zeitraum nicht allein auf die Etablierung einer Preistransparenzplattform zurückgeführt werden. Interessant ist jedoch, dass die Streuung der nicht-veröffentlichten Mischpreise (wie auch die Arbeitspreise) größer zu sein scheint als die der veröffentlichten. Darauf deutet der höhere (gegenüber unterschiedlichen Stichprobengrößen robuste) IQR-Wert hin. Grundsätzlich besteht für freiwillige Transparenzplattformen immer die Gefahr, dass sich Unternehmen mit besonders hohen Preisen nicht an der Plattform beteiligen oder wieder aussteigen. Eine echte Vergleichbarkeit wäre dann nicht möglich, da Daten auf einer freiwilligen Plattform das Preisniveau tendenziell unterschätzen sollten.

275. Die Monopolkommission empfiehlt daher, im Rahmen der geplanten Reform der AVB-FernwärmeV eine gesetzliche Verpflichtung zur Tariffmeldung an die Plattform einzuführen, wie sie beispielsweise in Österreich in § 89 Abs. 1 EAG (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz) verankert ist. Eine Nichtmeldung sollte entsprechend sanktioniert werden. Zudem sollten klare Anforderungen gestellt werden, welche Kennzahlen zu melden und zu veröffentlichen sind. So sollten beispielsweise die verschiedenen Preisbestandteile wie Arbeitspreis und Grundpreis explizit dargestellt werden. Auf der aktuellen Version der Plattform werden lediglich Mischpreise für drei verschiedene Beispielfälle aufgeführt. Sofern die Anforderungen an die Plattform klar geregelt sind, kann der Betrieb der Plattform aus Sicht der Monopolkommission weiterhin durch Verbände wie den AGFW erfolgen.

276. Im Rahmen einer verpflichtenden Transparenzplattform sollten aus Sicht der Monopolkommission folgende Werte für jeden Tarif veröffentlicht werden:

- Aktueller Arbeitspreis in EUR/MWh, Grundpreis in EUR/Jahr, Leistungspreis in EUR/(kW*Jahr), Messpreis in EUR/(Zähler*Jahr)
- Preisstand und Anpassungszyklus (z.B. Stand 01.10.2025, Anpassung jährlich)
- Schnittstelle für die Abrechnung und ggf. weitere Anschlusskosten

Auf Netzebene sollten darüber hinaus folgende Kennzahlen enthalten sein:

- Primärenergiefaktor, der Anteil erneuerbarer Energieträger zuzüglich Abwärme, sowie die wesentlichen Energieträger (jeweils in Prozent von der abgesetzten Gesamtmenge)
- Länge des Fernwärmenetzes in Kilometer
- Im Vorjahr abgesetzte Menge an Fernwärme in MWh, Netzverluste in Prozent

Auf Anbieterebene sollten enthalten sein:

- Im Vorjahr abgesetzte Menge an Fernwärme (über alle betriebenen Netze hinweg)
- Im Vorjahr durchschnittlich erzielter Preis (über alle Tarife und Netze hinweg) in EUR/MWh (Gesamterlös aus Fernwärmeverkauf/Gesamtabsatzmenge)

Darüber hinaus sollten Informationen zur grundsätzlichen Verfügbarkeit eines Tarifes dargestellt werden: z. B. Angaben darüber, in welcher Stadt bzw. Region ein Tarif verfügbar ist sowie Anschlussbedingungen, die eine eventuell erforderliche Mindestanschlussleistung beinhalten könnte.

277. Die Monopolkommission (2024, Tz. 654 ff.) hat bereits im Hauptgutachten 2024 begründet, warum sie die Veröffentlichung entsprechender Kennzahlen auf einer verpflichtenden Transparenzplattform für sinnvoll hält. Die Veröffentlichung der Preisbestandteile sowie Angaben zu Energieträgern dienen vor allem der Nachvollziehbarkeit von Vertragsbestandteilen sowie Vergleichsmöglichkeiten für Verbraucherinnen und Verbraucher. Durchschnittlich erzielte Preise auf Anbieterebene sowie Netzkennzahlen sind insbesondere für die Untersuchung eventuell missbräuchlichen Verhaltens notwendig, das in der kartellrechtlichen Praxis im Sinne eines Erlösvergleichs wesentlich auf Angaben zu durchschnittlich erzielten Preisen beruht. Viele Fernwärmeunternehmen veröffentlichen die für die Ermittlung durchschnittlich erzielter Preise relevanten Kennzahlen – wie etwa den Erlös aus Fernwärmeabsatz und die Gesamtabsatzmenge – ohnehin bereits im Rahmen ihrer Jahresbilanzen. Insgesamt würde eine solche Transparenzplattform die Vergleichs- und Informationsmöglichkeiten für Verbraucherinnen und Verbraucher erheblich verbessern, die Arbeit für Gerichte und Kartellbehörden in Bezug auf die Feststellung eventuell missbräuchlichen Verhaltens vereinfachen sowie die Datenlage für Wissenschaft und Politik in Bezug auf Entwicklungen im Wärmesektor verbessern. Fernwärmeanbieter könnten im Ausgleich für die Meldepflicht durch den Wegfall entsprechender Veröffentlichungspflichten auf der eigenen Webseite entlastet werden.

278. Als weitere niedrigschwellige und unbürokratische Maßnahme zum Schutz von Kundinnen und Kunden schlägt die Monopolkommission die Einrichtung einer Schlichtungsstelle für Fernwärme vor. Die Schaffung einer Schlichtungsstelle ist bereits Teil des Koalitionsvertrags von CDU/CSU und SPD (2025), bisher sind jedoch keine Details hinsichtlich einer möglichen Umsetzung bekannt. In Schweden ist ein solches Modell bereits seit längerem etabliert und könnte als Vorbild dienen. Dabei haben Kundinnen und Kunden weitreichende Auskunfts- und Verhandlungsrechte gegenüber den Versorgern und können bei Preis- oder Vertragsänderungen ein formelles Verhandlungsverfahren einleiten. Führt dies nicht zu einer Einigung, kann ein Schlichtungsverfahren bei der schwedischen Fernwärmebehörde beantragt werden (Energimarknadsinspektionen, 2025). Empirisch kann ein preisdämpfender Effekt dieses Verfahrens festgestellt werden, obwohl die Ergebnisse des Schlichtungsverfahrens nicht bindend sind (Bonev u. a., 2020). Eine Schlichtungsstelle könnte eine unbürokratische Ergänzung zur zivilrechtlichen Durchsetzung von Ansprüchen sein, die die Preistransparenz und somit auch die Akzeptanz erhöhen kann (EWI, 2025).

3.5.2 Unbürokratische Price-Cap-Regulierung für Fernwärmenetze

3.5.2.1 Anforderungen an eine Preisregulierung: effizient, effektiv, einfach

279. Die Monopolkommission (2024, Tz. 679 ff.) hat bereits im Hauptgutachten 2024 eine Reform der Preisregulierung für Fernwärmeanbieter sowie die Einführung einer vereinfachten

Price-Cap-Regulierung angeregt. Diese anreizbasierte Regulierung legt eine – z. B. jährlich angepasste – Benchmark für Fernwärmepreise fest, die nicht überschritten werden darf. Eine grundlegende Reform der Preisregulierung ist aus Sicht der Monopolkommission insbesondere wegen der Transformation des Wärmesektors und des abnehmenden Systemwettbewerbs bei Fernwärme erforderlich, weswegen die Basispreise in Verträgen nicht mehr außer Acht gelassen werden sollten (siehe für die Analyse der Basispreise auch Kapitel 3.3.2). Dabei sind zahlreiche Bedingungen zu erfüllen.

280. Erstens soll eine Preisregulierung marktwirtschaftliche Effizienzanreize erhalten und möglichst wenig verzerrend wirken. Dazu gehören Anreize zu kosteneffizientem Handeln, etwa durch Investitionen in kostengünstigere, klimafreundliche Erzeugungstechnologien, die unter anderem wegen steigender Emissionspreise immer attraktiver werden. Darüber hinaus sollte eine Preisbegrenzung – abgesehen von der Begrenzung nach oben – die Vertragsfreiheit weitestgehend erhalten und keine verzerrende Wirkung auf das Verhalten von Unternehmen und Haushalten entfalten. Vor allem soll sie keinen Pull-Effekt auf Preise unterhalb der Preisobergrenze auslösen, also günstigere Tarife nicht auf das Niveau der Preisobergrenze anheben. Schließlich sollten auch die Bürokratiekosten effizient ausgestaltet werden, was bedeutet, den bürokratischen Aufwand für Unternehmen und die öffentliche Hand auf das Nötigste zu beschränken.

281. Zweitens sollte eine Preisregulierung eine effektive Schutzwirkung vor überhöhten Preisen entfalten. In diesem Zusammenhang muss abgewogen werden, ob eine Preisregulierung eher eine effektive Schutzwirkung für Haushalte mit schwacher Verhandlungsposition gewährleisten soll oder ob sie sich eher auf eine effektive Gewinnbegrenzung von Fernwärmeunternehmen allgemein fokussieren soll. Darüber hinaus muss eine Preisregulierung nachvollziehbare und eindeutige Vorgaben für Haushalte und Unternehmen machen, die einfach zu verstehen sind und möglichst wenig Interpretationsspielraum zulassen. Für Behörden und Gerichte sollte die Einhaltung der Regeln möglichst leicht überprüfbar sein.

282. Zuletzt muss eine Preisregulierung eine gute Vereinbarkeit mit zentralen politischen Zielen und Vorgaben gewährleisten. Insbesondere dürfen der Ausbau der Fernwärmenetze und die Dekarbonisierung nicht behindert, sondern sollten idealerweise unterstützt werden. Darüber hinaus muss die Preisregulierung mit wettbewerbsorientierten Zielen – etwa einem verbesserten Drittzugang – vereinbar sein und sich möglichst einfach in den geltenden Rechtsrahmen einfügen.

283. Aufgrund dieser angestrebten Ziele ist aus Sicht der Monopolkommission ein kostenbasierter Regulierungsansatz ungeeignet. Eine solche Regulierungsform geht mit einer individuellen behördlichen Prüfung jedes einzelnen Anbieters einher. Der Fernwärmemarkt besteht jedoch aus einer Vielzahl kleinerer, oft lediglich regional tätiger Unternehmen. Netzgröße, die Anzahl angeschlossener Haushalte, lokale Gegebenheiten und Energiequellen sind dabei sehr heterogen, wodurch die Details der Fernwärmeversorgung regional sehr unterschiedlich ausfallen. Daher weisen beispielsweise auch die Preise für Verbraucherinnen und Verbraucher im Fernwärmebereich eine geografisch deutlich höhere Varianz auf als im Gas- oder Stromsektor.

Ein kostenbasierter Ansatz würde daher einen hohen bürokratischen Aufwand verursachen. Darüber hinaus entfaltet eine Regulierung, die im Wesentlichen auf die Erstattung angefallener Kosten – zuzüglich einer angemessenen Rendite – ausgelegt ist, kaum Investitionsanreize, insbesondere im Hinblick auf die notwendige Dekarbonisierung.

284. Eine Price-Cap-Regulierung ermöglicht dagegen eine einfache Form der Regulierung und vermeidet aufwendige Einzelfallprüfungen. Sie erhält marktwirtschaftliche Anreize, da Unternehmen durch Effizienzsteigerungen Gewinne erwirtschaften und behalten können. Dadurch entstehen starke Investitionsanreize in die Dekarbonisierung: Der Einsatz fossiler Energieträger wird durch die steigende Emissionsbepreisung zunehmend unrentabel, während klimaneutrale Technologien durch technischen Fortschritt gleichzeitig günstiger werden. Gleiches gilt für die Erschließung neuer Fernwärmegebiete, die infolge höherer Kosten fossiler Energieträger an Attraktivität gewinnen. Zudem stellt eine Price-Cap-Regulierung langfristig sicher, dass Fernwärmenetze nur dort ausgebaut werden, wo eine Versorgung unterhalb der Preisobergrenze möglich ist, und verhindert damit ineffizienten Netzausbau.

285. Andererseits müssen Fernwärmeanbieter im Rahmen des Netzausbaus und der Dekarbonisierung sehr langfristige und kapitalintensive Investitionsentscheidungen treffen. Auch wenn marktwirtschaftliche Anreize im Rahmen einer Price-Cap-Regulierung grundsätzlich erhalten bleiben, schafft die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Preisobergrenze zusätzliche Investitionsrisiken, da Verbrauchspreise nicht mehr beliebig festgesetzt werden können. Eine unerwartet sinkende oder stagnierende Price Cap oder ein Kostenschock bei der Fernwärme könnte beispielsweise dazu führen, dass Fernwärmeanbieter nicht mehr kostendeckend arbeiten können und die Tilgung von Investitionskosten gefährdet wird. Unternehmen in Wettbewerbssektoren tragen solche Risiken grundsätzlich selbst. Politische Ziele beim Netzausbau und der Dekarbonisierung können aber zusätzliche oder vorzeitige Investitionen erforderlich machen. Aus Sicht der Monopolkommission sollten übermäßig hohe Investitionsrisiken nicht durch den eigentlichen Regulierungsmechanismus selbst, sondern durch geeignete Ausnahmeregelungen abgefedert werden.

3.5.2.2 Price-Cap-Regulierung durch einen Grundversorgungstarif umsetzen

286. Die Monopolkommission spricht sich für eine deutschlandweit einheitliche Price-Cap-Vorgabe aus. Diese Regelung bietet eine einfache und für Verbraucherinnen und Verbraucher nachvollziehbare Struktur, die – abgesehen von Ausnahmefällen – keinen Interpretationsspielraum in der regionalen Ausgestaltung zulässt. Ziel ist es dabei nicht, einen bundesweit einheitlichen Fernwärmepreis durchzusetzen, der regionale Kostenunterschiede ignoriert, sondern einen Mechanismus zu schaffen, der hochpreisige Anbieter diszipliniert. Die Monopolkommission geht davon aus, dass die Price Cap so ausgestaltet wird, dass die große Mehrheit der Fernwärmeanbieter ihre Preise ohnehin unterhalb dieser Benchmark anbieten kann.

287. Eine Price-Cap-Regulierung wird typischerweise so konzipiert, dass der gezahlte Preis (hier: der Mischpreis) für ein Produkt in einem bestimmten Zeitraum – z. B. eine kWh Fernwärme im Jahr 2025 – eine bestimmte Grenze nicht übersteigen darf. Gleichzeitig bestehen zweiteilige Tarife typischerweise aus einer fixen Komponente – verbrauchsunabhängiger

Grundpreis – sowie einer variablen Komponente – verbrauchsabhängiger Arbeitspreis. Da der tatsächliche Verbrauch – also die Anzahl konsumierter Einheiten des Produkts – ex-ante nicht bekannt ist, bleibt unklar, welchen Anteil die fixe Preiskomponente am Mischpreis des Produkts hat. Je mehr Einheiten ein Haushalt konsumiert, desto geringer wird der Mischpreis, da die Fixkosten auf mehr Einheiten verteilt werden. Daraus ergibt sich die Herausforderung, dass eine Price Cap konzipiert werden muss, ohne den tatsächlichen Mischpreis zu kennen. Eine nachträgliche Anpassung von Preisen – wenn der tatsächliche Verbrauch bekannt ist – scheint aufgrund der damit verbundenen Preisunsicherheit für alle Parteien und den zusätzlichen Aufwand nicht sinnvoll.⁴⁹

288. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Monopolkommission die Einführung einer Price-Cap-Vorgabe über einen einteiligen „Grundversorgungstarif“. Anbieter würden verpflichtet, einen rein verbrauchsabhängigen Vertrag ohne fixe Preiskomponente oder zusätzliche Umlagen anzubieten – also mit einem Arbeitspreis als alleinigem Preisbestandteil. Dieser rein verbrauchsabhängige Preis im Grundversorgungstarif darf die Price-Cap-Vorgabe nicht überschreiten. Zudem müssen Kundinnen und Kunden regelmäßig – z. B. einmal jährlich bzw. bei jeder Preisanpassung des aktuellen Tarifs – die Möglichkeit haben, zwischen Grundversorgungstarif und „regulären“ Tarifangeboten des Anbieters zu wechseln, ohne dass die Gesamtlaufzeit des geschlossenen Vertrags dadurch beeinflusst wird. Fernwärmeanbieter müssen die Höhe des Grundversorgungstarifs transparent ausweisen und ins Verhältnis zum zuletzt gezahlten Mischpreis setzen. Neben dem Grundversorgungstarif können Anbieter weiterhin beliebige alternative Verträge anbieten, die in keiner Weise durch die Price-Cap-Regulierung beschränkt sind.

289. Die Idee eines Grundversorgungstarifs besteht darin, für Verbraucherinnen und Verbraucher eine „Outside Option“ zu schaffen. Ein ausschließlich arbeitspreisabhängiger Tarif sollte weder für Anbieter noch für Verbraucherinnen und Verbraucher attraktiv sein, da beide Seiten ein Interesse am Einsatz einer Grundpreiskomponente zur Stabilisierung des Gesamtpreises haben dürften. Der Grundversorgungstarif soll daher in erster Linie eine disziplinierende Wirkung auf die regulären Tarifangebote eines Fernwärmeanbieters entfalten und Anreize setzen, den Verbraucherinnen und Verbrauchern attraktivere Angebote zu unterbreiten.

290. Die Schaffung eines Grundversorgungstarifs bietet eine einfache Möglichkeit, einen Tarif zu schaffen, der die Vorgaben der Price-Cap-Regulierung garantiert einhält.⁵⁰ Weitergehende Annahmen über ein Verbrauchsprofil zur Ermittlung eines Mischpreises, wie es für die Regulierung zweiteiliger Verträge (bestehend aus Grund- und Arbeitspreis) notwendig wäre, sind nicht

⁴⁹ Aus Sicht der Monopolkommission liegt hier eine Schwäche des niederländischen Price-Cap-Ansatzes für Fernwärme, der die Problematik zweiteiliger Tarife adressiert, indem beide Preisbestandteile separat voneinander reguliert werden (Autoriteit Consument en Markt, 2024). Dadurch wird die Vertragsgestaltung deutlich eingeschränkt. Zudem wirkt der Regulierungsansatz unmittelbar auf die „regulären“ Tarife, was dafür sorgt, dass die Preisentwicklung von den Anbietern stark an die Entwicklung der Preisvorgaben für Grund- und Arbeitspreis geknüpft wurde. Da sich die Vorgaben für den Arbeitspreis zudem stark am Gaspreis orientieren, sind die Arbeitspreise auch für Fernwärme in den letzten Jahren entsprechend stark angestiegen.

⁵⁰ Siehe auch Armstrong (2016) sowie Vogelsang (1989) für eine grundsätzliche Übersicht über die Problematik der Regulierung zweiteiliger Tarife.

notwendig. Damit ist der Schutz jedes einzelnen Haushalts gewährleistet, da die Vorgabe auf jeden einzelnen Vertrag wirkt.⁵¹ Zudem ist der Mechanismus für Verbraucherinnen und Verbraucher leicht nachvollziehbar. Ein Überschreiten der Price-Cap-Vorgabe im Rahmen des Grundversorgungstarifs ist für sie unmittelbar erkennbar und lässt keinen Spielraum für Interpretationen. Insofern wäre eine behördliche Aufsicht über die Einhaltung der Price-Cap-Vorgaben nicht notwendig, diese könnte gegebenenfalls zivilrechtlich (oder mittels Streitbeilegungsmechanismen) umgesetzt werden.⁵²

291. Darüber hinaus lässt ein Grundversorgungstarif die größtmögliche Vertragsfreiheit für alle weiteren Tarifmodelle zu, die – abgesehen von der regelmäßigen Wechselmöglichkeit in den Grundversorgungstarif – nicht durch die regulatorische Vorgabe eingeschränkt werden. Das bietet mehrere Vorteile: Im Rahmen „regulärer“ Tarife können weiterhin individuelle Präferenzen und Gegebenheiten berücksichtigt werden, was eine gesamtgesellschaftlich optimale Vertragsgestaltung zulässt (siehe dazu auch Vogelsang, 1990). Eine Regulierung zweiteiliger Tarife würde zwangsläufig zu einer Begrenzung einzelner Vertragskomponenten führen, wodurch individuelle Wünsche (beispielsweise nach einem sehr hohen Grundpreis, der die Sicherheit über die Gesamtkosten der Wärmeversorgung erhöht) unter Umständen nicht mehr abgebildet werden könnten. Dies würde die Vertragsgestaltung ineffizienter machen. Darüber hinaus wirkt sich die Regulierung nicht direkt auf reguläre Verträge aus, sodass Anreizverzerrungen weitgehend vermieden werden sollten. Insbesondere sollte kein Pull-Effekt entstehen, bei dem günstigere Verträge auf das Niveau der Price-Cap angehoben werden, da reguläre Verträge von der Price-Cap nicht unmittelbar betroffen sind. Schließlich können bestehende Verträge auch nach Einführung der Price-Cap fortgeführt werden – es besteht kein Anpassungsbedarf durch die Einführung der Regulierung.

292. Der Mechanismus des Grundversorgungstarifs schützt auch Mieterinnen und Mieter, selbst wenn diese nicht unmittelbar Vertragspartei im Wärmelieferverhältnis zwischen Vermieterin bzw. Vermieter und Fernwärmeunternehmen sind. Sie haben gemäß § 556 Abs. 3 BGB grundsätzlich einen Anspruch auf eine wirtschaftliche Wärmeversorgung gegenüber der Vermieterseite. In dem hier vorgeschlagenen Modell entspricht dies einem Anspruch auf die Wahl des für das Verbrauchsprofil des Gebäudes günstigsten Fernwärmetarifes. Mithilfe des Grundversorgungstarifs als Referenz kann dieser leicht identifiziert werden. Insofern besteht auch für Vermieterinnen und Vermieter ein Anreiz, auf ein Grundversorgungsmodell zu wechseln, sofern dieses günstiger ist, da ansonsten die Mehrkosten nicht auf die Mieterinnen und Mieter umgelegt werden können.

293. Zuletzt wirken auf Fernwärmeunternehmen auch stärkere Effizienzanreize als das bestehende System, in dem Kosten teilweise auf die Verbraucherinnen und Verbraucher abgewälzt

⁵¹ Sappington/Sibley (1992) und Armstrong u. a. (1995) zeigen, warum beispielsweise eine Regulierung auf Basis der Unternehmenserlöse in diesem Anwendungsfall problematisch sein könnte.

⁵² Der Mechanismus der Price-Cap-Vorgabe ist so einfach, dass Verstöße unmittelbar auffallen würden. Die Monopolkommission geht davon aus, dass sie daher gar nicht erst eintreten. Falls dieser Fall auftreten sollte, müssten zu viel gezahlte Entgelte automatisch zurückgezahlt werden. Vertragsentscheidungen auf Grundlage falscher Annahmen müssten zugunsten der Verbraucherinnen und Verbraucher nachträglich revidierbar sein.

werden. Da im Grundversorgungstarif neben dem verbrauchsabhängigen Preis keine weiteren Preiskomponenten zulässig sind, können neben Grund- und Arbeitspreis insbesondere Preiskomponenten wie der CO₂-Preis, Gasumlage und Messpreise nicht mehr durch zusätzliche Preisbestandteile auf die Verbraucherinnen und Verbraucher umgelegt werden. Fernwärmeunternehmen müssten daher die Kosten ineffizienten Handelns selber tragen. Insbesondere der CO₂-Preis kann so erst seine volle Wirkung auf Fernwärmeunternehmen entfalten und sollte somit stärkere Anreize für Investitionen in emissionsärmere Technologien setzen. Diese Effekte würden auch auf die regulären Tarife wirken, da diese immer in Konkurrenz zum Grundversorgungstarif stehen.

3.5.2.3 Höhe der Price Cap abhängig von einem Wärmepumpenstrom-Index

294. Die Höhe der Price Cap sollte jährlich angepasst werden und sich an den hypothetisch anfallenden Kosten orientieren, die für den vergleichbaren Einsatz einer Wärmepumpe angefallen wären. Wärmepumpen stellen aus Verbrauchersicht die mittelfristig wichtigste Alternative zur Nutzung von Fernwärme dar. In Gebieten, in denen sowohl der Anschluss ans Fernwärmenetz als auch die Installation einer Wärmepumpe möglich ist, sollten sich Verbraucherinnen und Verbraucher ohnehin für die günstigere Alternative entscheiden, wodurch Fernwärmeunternehmen aufgrund der Wettbewerbssituation ohnehin nicht in der Lage sein sollten, Tarife oberhalb der Price Cap durchzusetzen. Allerdings ist die Installation einer Wärmepumpe nicht immer möglich – insbesondere in sehr dicht besiedelten Gebieten aus Platzgründen. Durch einen „Als-ob-Wettbewerb“ würde die disziplinierende Wirkung des Systemwettbewerbs zumindest simuliert – auch in Gebieten, in denen der Einsatz einer solchen Wärmepumpe tatsächlich gar nicht möglich wäre.

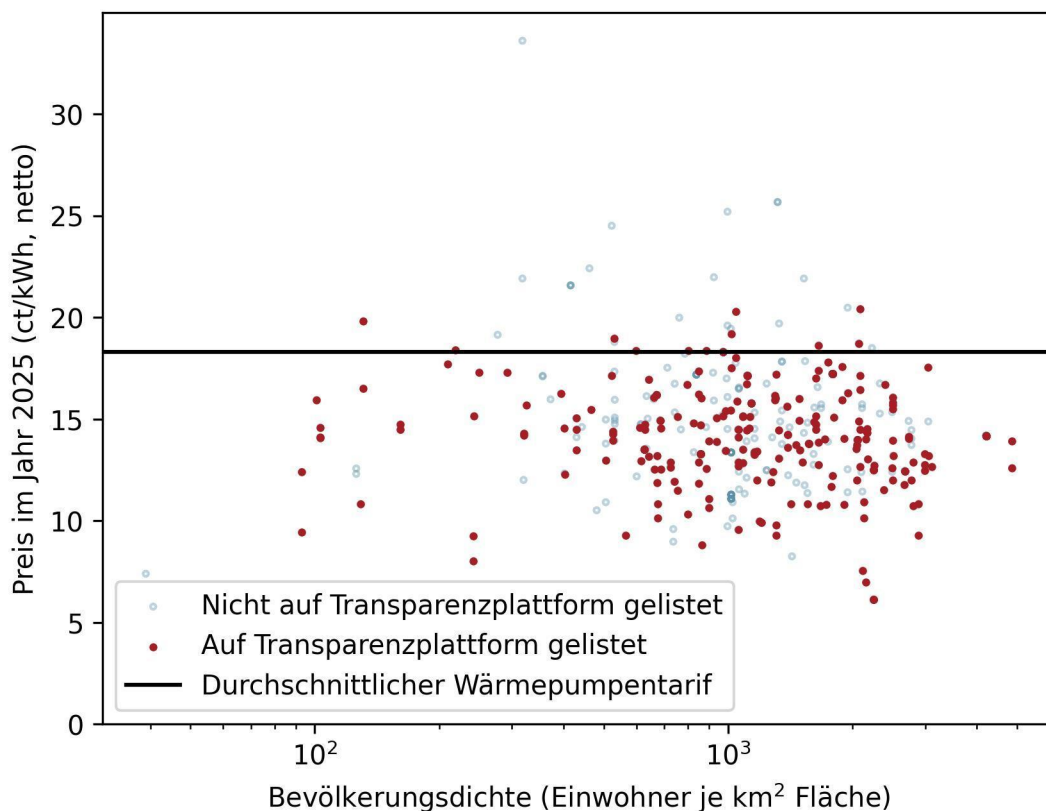
295. Als Startpunkt für die Price Cap könnten die aktuellen durchschnittlichen Vollkosten für den Betrieb einer Wärmepumpe herangezogen werden. Für die Ermittlung könnte der Anwendungsfall eines Einfamilienhauses herangezogen werden, da hier mangels Größenvorteilen die Kosten pro erzeugter Einheit Wärme am höchsten ausfallen sollten. Die Price Cap könnte als Puffer außerdem einen Aufschlag von 10 Prozent auf die so ermittelte Benchmark erhalten.

296. Die Höhe der Price Cap sollte einmal jährlich angepasst werden, beispielsweise jeweils zum 1. April.⁵³ Die Anpassung kann auf Basis eines Strompreisindex des Statistischen Bundesamts erfolgen. Um sprunghafte Veränderungen zu vermeiden, könnten die durchschnittlichen Indexwerte der vergangenen drei Kalenderjahre herangezogen werden. Alternativ wäre es denkbar, dass das Statistische Bundesamt einen neuen Index zur Entwicklung der Vollkosten der Wärmepumpennutzung erstellt. Dies hätte den Vorteil, dass auch Preisentwicklungen bei Anschaffung und Installation von Wärmepumpen – und nicht nur die reine Strompreisentwicklung – in die Anpassung der Price Cap einfließen könnten.

⁵³ So bliebe genug Zeit, auf Basis der Daten des abgelaufenen Kalenderjahres die Höhe der Price Cap anzupassen und ihre Änderung zu kommunizieren. Viele Fernwärmeanbieter aktualisieren ihre Preise aktuell ebenfalls zum 1. April.

297. Abbildung 3.13 stellt die Mischpreise für Fernwärme für den Beispielfall eines Einfamilienhauses im April 2025 dar. Zusätzlich wird eine beispielhaft berechnete Price-Cap-Vorgabe für das Jahr 2025 dargestellt. In diesem Szenario lägen 34 von 409 Fernwärmeariften mit ihrem errechneten Mischpreis oberhalb der Price Cap (18,29 ct/kWh). Dies wäre auch nach Einführung einer entsprechenden Price Cap zwar weiterhin möglich, allerdings bestünde für die Fernwärmeunternehmen die Gefahr, dass große Teile der Kundinnen und Kunden mittelfristig in den Grundversorgungstarif wechseln. Weitere Beispielfälle („Sechs-Parteien-Haus“ sowie „Mehrfamilienhaus/Hochhaus“) werden in Anhang A dargestellt.

Abbildung 3.13: Price-Cap-Regulierung bei gegenwärtigen Fernwärmepreisen



Anmerkungen: Dargestellt werden die Mischpreise für Fernwärme für das Beispiel Einfamilienhaus (18 MWh Verbrauch, 10 kW Anschlussleistung, 150 qm Wohnfläche) mit Stand April 2025. Von den dargestellten 409 Tarifen wurden 256 (rot) auf der Transparenzplattform des AGFW gelistet, 153 waren nicht auf der Plattform gelistet (blau). Für die exemplarische Berechnung des durchschnittlichen Wärmepumpentarifs wurden der durchschnittlichen Stromkosten (siehe Tabelle 3.1) für eine Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 2,8 angenommen. Zusätzlich wurden einmalige Investitionskosten von EUR 25.000 (für Anschaffung und Installation, gleichmäßig abgeschrieben über 15 Jahre) sowie EUR 400 jährlich anfallende Kosten (für Wartung und Reparatur) angenommen. Auf den so ermittelten Wert wurde ein Aufschlag von 10 Prozent gewährt, da entsprechende Aufschläge auch in der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht üblich sind. Daraus ergäbe sich eine Price-Cap-Vorgabe von 18,29 ct/kWh. 34 Tarife lagen oberhalb dieser Schwelle. 14 dieser 34 Tarife wurden auf der Transparenzplattform gelistet. Quelle: Eigene Erhebungen.

3.5.2.4 Ausnahmen an klar definierte Bedingungen knüpfen

298. Eine einheitliche Price-Cap-Regulierung stellt zwar einen einfachen, unbürokratischen und effizienten Mechanismus der Preisregulierung dar, birgt jedoch die Gefahr, dass individuelle Gegebenheiten in Einzelfällen nicht angemessen berücksichtigt werden. Dies könnte dazu führen, dass eigentlich gesamtwirtschaftlich effiziente Investitionen in Fernwärmenetze durch die Regulierung verhindert würden. Daher sollte die Möglichkeit geschaffen werden, Ausnahmen von der allgemeinen Price-Cap zuzulassen. Die Anerkennung einer Ausnahme sollte insbesondere von einer nachvollziehbaren Begründung abhängen, warum der Betrieb eines Fernwärmenetzes trotz hoher Kosten langfristig sinnvoll ist.

299. Ziel ist es, den überwiegenden Teil der Fernwärmeunternehmen durch die allgemeine Price-Cap-Vorgabe zu erfassen, um die bürokratische Belastung der Fernwärme durch netzindividuelle Preiskontrollverfahren möglichst gering zu halten. Eine erste Einschätzung, welche Unternehmen von der Price Cap betroffen wären, lässt sich den Beispielrechnungen der Monopolkommission entnehmen. Danach lägen derzeit knapp 92 Prozent der angebotenen Fernwärmetarife unterhalb der berechneten Price-Cap-Benchmark (siehe Abbildung 3.13 sowie Anhang A). Ein Grundversorgungstarif auf dem Niveau der Price-Cap-Benchmark wäre somit teurer als die Mischpreise dieser Tarife; eine Abwanderung von Verbraucherinnen und Verbrauchern in den Grundversorgungstarif wäre damit nicht zu befürchten. Für den Großteil der Fernwärmeunternehmen wäre die Einführung dieser Price-Cap-Benchmark also unproblematisch, sodass mindestens in diesen Fällen aktuell kein Anlass für Ausnahmen besteht.

300. Zudem gehen aktuelle Prognosen davon aus, dass der Großteil der Fernwärme langfristig durch den Einsatz von Großwärmepumpen oder anderweitig auf Strombasis erzeugt wird (siehe Abbildung 3.3). Die Kosten der Fernwärme dürften sich daher langfristig ähnlich den Kosten für die dezentrale Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen entwickeln. Da die Entwicklung der vorgeschlagenen Price-Cap-Benchmark von der Kostenentwicklung der Wärmepumpennutzung abhängt, würden beide Formen der Wärmeversorgung von den zugrunde liegenden Kostenreduktionen, insbesondere sinkenden Strompreisen, profitieren. Es ist daher davon auszugehen, dass der Anteil der Unternehmen, die nicht von der Price-Cap betroffen sind, auch langfristig ähnlich hoch bleiben wird.

301. Eine Ausnahme von der Price-Cap-Benchmark müsste im Rahmen einer Einzelfallprüfung (z. B. durch die Bundesnetzagentur) vorab genehmigt werden. Die betroffenen Unternehmen müssten zudem in ihren Tarifinformationen auf die Konditionen der erteilten Ausnahmegenehmigung hinweisen, sodass diese für Verbraucherinnen und Verbraucher klar nachvollziehbar sind. Die Entscheidung über eine Ausnahmeregelung müsste daher ex-ante getroffen werden. Dadurch wird Rechtssicherheit über die zulässige Höhe der Überschreitung geschaffen, nachträgliche Rückzahlungen und unnötige Rechtsstreite werden vermieden. Dies wirkt positiv auf die Investitionssicherheit der Fernwärmeanbieter und schafft zugleich Transparenz für Verbraucherinnen und Verbraucher.

302. Ein Ausnahmegrund liegt vor, wenn ein Fernwärmeunternehmen aufgrund exogener Umstände, wie etwa den geografischen Gegebenheiten, absehbar dauerhaft höhere durchschnittliche Fernwärmepreise erzielen muss, um seine Kosten zu decken. Die Durchsetzung der Price-Cap-Regulierung könnte in diesem Fall dazu führen, dass der Großteil der Verbraucherinnen und Verbraucher (aufgrund der schlechteren regulären Tarife, die das Unternehmen anbieten kann) in den Grundversorgungstarif wechselt, wodurch das Unternehmen Verluste macht und langfristig aus dem Markt ausscheiden würde.

303. Für eine Ausnahme müssten alle der folgenden Bedingungen erfüllt sein, was im Rahmen eines Ausnahmeantrags überzeugend nachgewiesen werden muss:

- Die Wärmeversorgung in der Region kann nicht durch den Einsatz dezentraler Wärmequellen (insbesondere Wärmepumpen) erfolgen (z. B. aufgrund der Gebäudestruktur, (lokaler) Bauvorschriften oder einer langfristigen Überlastung des Stromnetzes)
- Fernwärme stellt trotz der erhöhten Preise in dieser Region die einzige oder günstigste Form der Wärmeversorgung dar
- Die erhöhten Fernwärmepreise beruhen auf vom Fernwärmeunternehmen nicht beeinflussbaren Kostenstrukturen und sind in ihrer Höhe nachweisbar.

304. Als Ausnahmeregelung wäre dann eine individuelle Price Cap denkbar, die sich relativ zur allgemeinen Price Cap entwickelt (z. B. individuelle Price Cap = $1,2 \times$ allgemeine Price Cap). Damit würde lediglich ein Aufschlag auf die allgemeine Price Cap gewährt, während der Entwicklungspfad und die Anreizwirkung erhalten blieben. Der exakte Aufschlag auf die Price Cap müsste dabei einmalig kostenbasiert ermittelt werden. Der angesetzte Faktor sollte regelmäßig, beispielsweise alle zehn Jahre, überprüft werden.

305. Die Anzahl der Ausnahmen sollte in einem sehr engen Rahmen gehalten werden. Über das oben beschriebene Szenario hinaus sollten daher keine weiteren Ausnahmen gewährt werden. Andernfalls würde die Wirkungsweise der allgemeinen Price-Cap-Benchmark abgeschwächt und ihre Vorteile aufgeweicht. Investitionsrisiken aufgrund unsicherer Marktentwicklungen und auch veränderter Rahmenbedingungen sind grundsätzlich Bestandteil marktwirtschaftlicher Entscheidungen und sollten nicht durch die öffentliche Hand übernommen werden.

306. Sollten Investitionen in den Fernwärmenetzausbau sowie Dekarbonisierungsmaßnahmen in den kommenden Jahren deutlich hinter den politischen Zielen der Wärmewende zurückbleiben, könnte ein erheblicher politischer Druck entstehen, Anreize für entsprechende Investitionen zu schaffen. Ein Argument hierfür könnte sein, dass die Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen Investitionen in den Fernwärmenetzausbau oder Dekarbonisierungsmaßnahmen verhindern oder verzögern kann, obwohl sie rentabel und politisch erwünscht sind.

307. Auch in einer solchen Situation sollte die Price-Cap-Regulierung keinesfalls gelockert werden. Ein Aufweichen der Price-Cap-Vorgaben oder vermehrte Ausnahmen würden sich in erhöhten Fernwärmepreisen für Verbraucherinnen und Verbrauchern niederschlagen. Dadurch bestünde die Gefahr, dass diese verstärkt auf alternative Wärmetechnologien ausweichen,

auch wenn Fernwärme im konkreten Einzelfall die volkswirtschaftlich effizientere Form der Wärmeversorgung darstellen kann. Vielmehr sollten die Risiken politischer Markteingriffen in einer solchen Situation – sofern sie tatsächlich existieren und sinnvoll begründet werden können – durch einen öffentlichen Investitionszuschuss ausgeglichen werden.

308. Die Monopolkommission betont jedoch, dass eine solche Situation aktuell weder vorhanden noch absehbar ist. Zudem müssten Fernwärmeunternehmen auch in einem solchen Fall die folgenden Bedingungen erfüllen und nachweisen, um von Investitionszuschüssen profitieren zu können:

- Die betroffene Investition besteht entweder in einem Aus- bzw. Neubau des Fernwärmenetzes oder in einer Dekarbonisierungsmaßnahme der Wärmeerzeugung
- Die betroffene Investition ist langfristig volkswirtschaftlich und betriebswirtschaftlich sinnvoll
- Das entstandene politische Risiko ist erheblich und kann klar dargestellt werden (z. B. Veränderung von Bauvorschriften, Änderungen in Bezug auf den Ausstieg aus Gas bzw. Öl zur Wärmeerzeugung).

3.5.2.5 Transitionsprozess sollte mit Entbürokratisierung einhergehen

309. Da die Price-Cap-Regulierung lediglich beschränkend auf den Grundversorgungstarif wirkt, können alle weiteren regulären Tarife nach Einführung der Price Cap bestehen bleiben, Anpassungen der Preisbestandteile bestehender Tarife sind nicht notwendig. Denkbar wäre zudem ein Bestandsschutz für bereits abgeschlossene Verträge – ein erstmaliger Wechsel in den Grundversorgungstarif könnte hier z. B. erst drei Jahre nach Einführung der Price-Cap-Regulierung möglich sein. Die Einführung der Price-Cap-Regulierung sollte somit mit geringem Aufwand verbunden sein.

310. Neue regulatorische Anforderungen an die Fernwärmeunternehmen sollten sich auf ein Minimum beschränken. Aus Sicht der Monopolkommission sind drei neue Vorgaben wesentlich:

- Fernwärmeunternehmen müssen ihren Kundinnen und Kunden einen Grundversorgungstarif anbieten. Dieser darf einzig aus einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis bestehen, der die Price-Cap-Vorgabe der laufenden Regulierungsperiode nicht überschreitet. Insbesondere darf der Grundversorgungstarif keinen Grund- bzw. Leistungspreis, Mess- bzw. Zählerpreis, keinen Emissionspreis, keine Gasumlage und keine sonstigen wiederkehrenden Preisbestandteile enthalten.
- Fernwärmeunternehmen müssen ihren Kundinnen und Kunden mit jeder Preisanpassung, aber mindestens einmal jährlich, die Möglichkeit zum Wechsel in den Grundversorgungstarif einräumen.⁵⁴

⁵⁴ Vorgaben zum Wechsel aus dem Grundversorgungstarif zurück in einen regulären Tarif sind aus Sicht der Monopolkommission nicht sinnvoll, da damit implizit die Verpflichtung für Fernwärmeunternehmen zum Angebot solcher regulären Tarife einhergehen würde. Zudem sollten Fernwärmeanbieter einen ausreichenden Anreiz haben, Kundinnen und Kunden im Grundversorgungstarif einen attraktiven „regulären“ Tarif mit Grundpreiskomponente als Alternative anzubieten.

- Fernwärmeunternehmen müssen Preisanpassungen gegenüber ihren bestehenden Kundinnen und Kunden rechtzeitig ankündigen und über die Wechselmöglichkeit in den Grundversorgungstarif informieren. Dazu gehört eine transparente Darstellung der Wechselfrist, der Höhe des Grundversorgungstarifs sowie eine Darstellung des prognostizierten Mischpreises im aktuellen Tarif, sofern der Verbrauch nach der Preisanpassung konstant bleibt.

311. Im Ausgleich kann die Pflicht zur Nutzung von Preisgleitklauseln für Fernwärmeverträge entfallen. Denkbar ist, dass Fernwärmeunternehmen auf freiwilliger Basis an der Nutzung solcher Klauseln im Rahmen ihrer regulären Tarife festhalten. Entsprechende Vorgaben über die Nutzung und Zusammenstellung von Preisgleitklauseln, wie sie in der AVBFernwärmeV geregelt sind, können aber entfallen.

312. Darüber hinaus empfiehlt die Monopolkommission, das Instrument des Anschluss- und Benutzungszwangs auf kommunaler Ebene abzuschaffen. Durch die erzwungene Nutzung von Fernwärme wird der Systemwettbewerb in den betroffenen Regionen institutionell vollständig ausgeschaltet, was insbesondere vor dem Hintergrund des abnehmenden Wettbewerbs äußerst kritisch zu bewerten ist. Anschluss- und Benutzungszwänge werden in Deutschland derzeit ohnehin nur vereinzelt eingesetzt. Auch viele Fernwärmeanbieter haben nach Auffassung der Monopolkommission im Hinblick auf die Zufriedenheit ihrer Verbraucherinnen und Verbraucher kein Interesse an der Verhängung solcher Zwänge. Mit der vollständigen Abschaffung soll die grundsätzliche Wahlfreiheit bezüglich der eigenen Wärmeversorgung erhalten bleiben. Zusätzlich sollte sichergestellt werden, dass im Rahmen von Ausnahmeregelungen für Fernwärmeanbieter geeignete Finanzierungsquellen gefunden werden, anstatt die Kosten über hohe Fernwärmepreise auf zwangsweise angeschlossene Verbraucherinnen und Verbraucher abzuwälzen.

313. Eine Aufsicht durch das Bundeskartellamt bzw. die Landeskartellämter über die Preise wäre nach Umstellung auf eine Price-Cap-Regulierung nicht mehr notwendig. Da Verstöße offensichtlich wären, sollte eine zivilrechtliche Durchsetzung ausreichen. Lediglich die Feststellung und Regulierung von Härtefällen müsste durch eine Behörde erfolgen. Hierfür bietet sich eine Regulierung auf Bundesebene an, beispielsweise durch die Bundesnetzagentur.

3.6 Level Playing Field der Heiztechnologien auch bei Mietshäusern

314. Bei der Entscheidung über den Einbau eines (neuen) Heizungssystems durch Hauseigentümerinnen und Hauseigentümer steht die Fernwärme im Systemwettbewerb mit anderen Heiztechnologien – zukünftig insbesondere mit der Wärmepumpe. Ausweislich der Zahlen des Mikrozensus wird Fernwärme zu über 80 Prozent von Haushalten in Mietshäusern verwendet.⁵⁵ Dort sind im Regelfall die Vermieterin oder der Vermieter Vertragspartner des Fernwärmeunternehmens.

⁵⁵ <https://www.statistikportal.de/de/veroeffentlichungen/wohnen-deutschland>, abgerufen am 15. August 2025.

315. Das in Deutschland vorherrschende System der Kaltmieten sieht vor, dass Vermieterinnen und Vermieter ihre Kapitalkosten und Investitionen in das Mietobjekt durch den monatlichen Mietzins finanzieren, die laufenden Kosten dagegen als Betriebskosten („Nebenkosten“) auf die Mieterinnen und Mieter umlegen können. Die Anreize von Vermieterinnen und Vermietern zu Investitionen in neue Heizungsanlagen oder den Anschluss an ein Fernwärmenetz hängen stark davon ab, wie die Investitions- und laufenden Kosten auf Mieterinnen und Mieter umgelegt werden können. Besteht die Möglichkeit, im Anschluss an die Investition die Betriebskosten zu erhöhen, nicht jedoch die Miete, führt dies zu Anreizen, ein Heizsystem mit niedrigen Investitionskosten und hohen Betriebskosten – beispielsweise Fernwärme – zu wählen. Im umgekehrten Fall einer Möglichkeit zur Mieterhöhung, nicht jedoch der Betriebskosten, ist ein Heizsystem mit niedrigen Betriebskosten und unter Umständen höheren Investitionskosten – wie es bei dezentralen Heiztechnologien der Fall ist – attraktiver. Beide Systeme würden somit eine Bevorteilung bestimmter Heiztechnologien zulasten alternativer Technologien bedeuten.

3.6.1 Mietrechtliche Wettbewerbsverzerrung zulasten der Fernwärme

316. Die bisherigen Regelungen zu Mieterhöhungen und die Umlage der Betriebskosten im Anschluss an den Einbau einer neuen Heizung oder dem Anschluss an ein Wärmenetz führen zu einer Wettbewerbsverzerrung zwischen verschiedenen Heiztechnologien zulasten der Fernwärme. Hintergrund sind die aus Sicht der Hauseigentümerinnen und -eigentümer unterschiedlichen Kostenstrukturen des Anschlusses an ein Wärmenetz im Vergleich zur Nutzung einer Heizung zur Eigenversorgung.

317. Grundsätzlich werden durch die Möglichkeit sog. „Modernisierungsmieterhöhungen“ Anreize zu Investitionen in neue Heizungen geschaffen, die eine Refinanzierung der Investition innerhalb von 12,5 bzw. 10 Jahren ermöglicht (ohne Zinseffekte). Insbesondere die (hohen) Investitionen in eine Heizungsanlage zur Eigenversorgung werden auf diese Weise erleichtert.

Mieterhöhungen durch Heizungstausch

Durch die sog. **Modernisierungsmieterhöhung** können Investitionen in Heizungsanlagen auf Mieterinnen und Mieter umgelegt werden, wenn diese nachhaltig Energie einsparen oder die Dekarbonisierungsanforderungen des Gebäudeenergiegesetzes erfüllen.

Energiesparende Modernisierung

- Miete darf um bis zu 8 Prozent der auf Vermieter-ebene getragenen Investitionskosten erhöht werden
- Kosten Dritter (Contractor, Fernwärmeunternehmen) sind nicht umlagefähig
- Spezielle Grenze: EUR 0,50 pro m² innerhalb von sechs Jahren bei Heizungseinbau

Dekarbonisierungs-Modernisierung

- Miete darf um bis zu 10 Prozent der Investitionssumme erhöht werden

Nebenkosten

- Laufende Kosten der neuen Heizungsanlage können nahezu unbegrenzt über die Betriebskosten auf Mieterinnen und Mieter umgelegt werden

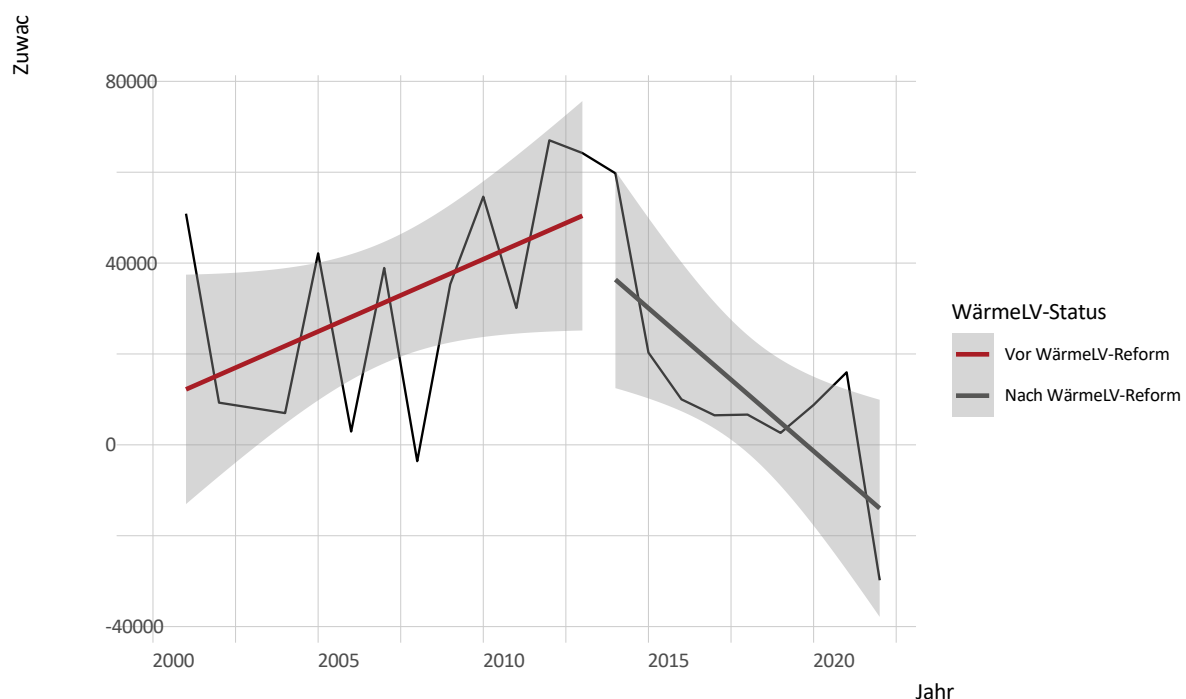
318. Bei einem Anschluss an ein Wärmenetz werden die Investitionskosten in die Anlagen zur Wärmeproduktion und das Verteilnetz dagegen im Regelfall vom Fernwärmeunternehmen getragen und über die laufenden Wärmepreise finanziert. Diese Investitionskosten berechtigen nicht zu einer Modernisierungsmieterhöhung.

319. Zwar können über die Nebenkosten gemäß § 2 Nr. 4a BetrKV (Betriebskostenverordnung, BetrKV, 2003) sowie § 7 Abs. 4 HeizkostenV (Verordnung über Heizkostenabrechnung, HeizkostenV, 2009) grundsätzlich auch die Kosten einer Fernwärmeversorgung einschließlich der im Preis enthaltenen Investitions- und Verwaltungskosten sowie dem Unternehmergewinn des Lieferanten auf die Mieterinnen und Mieter umgelegt werden (BGH, VIII ZR 286/02, 16.07.2003, Rn. 14). Eine Ausnahme hiervon gilt gemäß § 556c BGB allerdings bei dem Umstieg von der Eigenversorgung – z. B. durch Ölheizung, Gasheizung oder Wärmepumpe – auf Nah- oder Fernwärme in einem laufenden Mietverhältnis. Die laufenden Kosten der Fernwärme dürfen in diesem Fall die Kosten der bisherigen Eigenversorgung nicht übersteigen. Dabei werden die hypothetischen Kosten der Wärmelieferung in den letzten drei Jahren mit den hypothetischen Kosten der Eigenversorgung in den letzten drei Jahren verglichen. Bei Letzteren werden die Brennstoffkosten des letzten Jahres zugrunde gelegt (vgl. §§ 9, 10 WärmeLV).

320. Dadurch ergibt sich eine Benachteiligung der Fernwärme in zweierlei Hinsicht: Zum einen muss sich die Fernwärme einem Vergleich historischer Kosten stellen. Dabei wird nicht berücksichtigt, dass auch die Kosten der Eigenversorgung durch Dekarbonisierungsanforderungen oder der CO₂-Preis zukünftig möglicherweise steigen. Zum anderen sind in den hypothetischen Kosten der Wärmelieferung auch die Investitionskosten bzw. Abschreibungen des Fernwärmeunternehmens enthalten. Diese werden bei der als Vergleich herangezogenen Eigenversorgung nicht berücksichtigt. Sie können vielmehr gesondert im Wege einer Modernisierungsmieterhöhung auf die Mieterinnen und Mieter umgelegt werden. Bei der Umstellung auf Fernwärme ist dies regelmäßig nicht möglich.

321. Die Vorschrift hat in der Praxis zur Folge, dass Vermieterinnen und Vermieter bei einer Umstellung auf Fernwärme in einem bestehenden Mietverhältnis die laufenden Kosten häufig nicht vollständig auf die Mieterinnen und Mieter umlegen können. Dies führt bei bestehenden Mietshäusern zu einem Nachteil für Fernwärme als Heiztechnologie gegenüber Heizungen zur Eigenversorgung.⁵⁶ Der Anschluss von bestehenden Mietshäusern an Fernwärmenetze ist seit dem Inkrafttreten der WärmeLV am 1. Juli 2013 deutlich zurückgegangen (vgl. Abbildung 3.14). Dies verdeutlicht, dass § 556c und die WärmeLV ein wesentliches Hindernis für den Ausbau und die Nachverdichtung bestehender Wärmenetze in Bestandswohngebieten darstellen, die eine bedeutende Rolle bei der Wärmewende spielen sollen.

Abbildung 3.14: Entwicklung der mit Fernwärme beheizten Bestandswohnungen in Deutschland



⁵⁶ Bei Neubauten gilt dies nicht, da § 556c BGB nur im laufenden Mietverhältnis gilt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Statistischen Bundesamtes und des BDEW. Für die Zeiträume 2001 bis 2013 und 2014 bis 2022 wurde jeweils ein eigener Zeittrend gebildet und dargestellt.

3.6.2 Vorschlag: Anpassung der Wärmelieferverordnung

322. Ziel des § 556c BGB war ursprünglich, den Umstieg von einem Betrieb der Heizungsanlage durch die Vermieterin oder den Vermieter auf Contracting-Lösungen zu ermöglichen, wenn damit Effizienzvorteile verbunden sind. Fernwärmenetze standen ausweislich der Gesetzesbegründung nicht im Fokus der Regelung (Bundesregierung, 2012, S. 23). Solange die Marktmacht der Fernwärmeunternehmen nicht effektiv regulatorisch begrenzt wird, hat die Regelung des § 556c BGB i. V. m. der WärmeLV aber auch in diesem Kontext eine Berechtigung. Sofern das Fernwärmeunternehmen marktmachtbedingt die Fähigkeit hat, überhöhte Preise zu verlangen und Vermieterinnen und Vermietern gleichzeitig die Anreize fehlen, gegen solche Preisgestaltungen vorzugehen, könnte es ansonsten zu einer Benachteiligung auf Mieterebene kommen, die die (überhöhten) Kosten der Fernwärme als Betriebskosten tragen müssen, sich aber nicht selbst dagegen wehren können.

323. Sofern eine effektive Begrenzung der Fernwärmepreise entsprechend den hier und im XXV. Hauptgutachten gemachten Vorschlägen eingeführt wird, sollte § 556c BGB aus Sicht der Monopolkommission zumindest für Fernwärmenetze entfallen.⁵⁷ Die hier vorgeschlagene Lösung eines Grundversorgertarifs in der Fernwärme ermöglicht es, auf Mieterseite über das mietrechtliche Wirtschaftlichkeitsgebot Vermieterinnen und Vermieter zu verpflichten, den für das jeweilige Wohngebäude wirtschaftlichsten Fernwärmetarif auszuwählen. Solange eine solche Preisbegrenzung dagegen nicht eingeführt wird oder falls § 556c BGB und die WärmeLV aus Mieterschutzgesichtspunkten parallel zu einer Preisregulierung aufrechterhalten werden, sollten sie zumindest so ausgestaltet werden, dass sie die Fernwärme nicht schlechter stellen als dezentrale Heizlösungen.

324. Durch einige Interessenverbände der Fernwärmebranche wird vorgeschlagen, die Grenze des § 556c BGB und WärmeLV pauschal um EUR 0,50/m² anzuheben. Die Nebenkosten der Wärmelieferung dürften daher die bisherigen Heizkosten um diesen Wert übersteigen. Dies soll an die Kappungsgrenze der Mieterhöhung bei dem Einbau dezentraler Heizungen anknüpfen (Tz. 317). Der Vorschlag hat den Vorteil, dass er leicht umzusetzen und zu handhaben wäre. Er erfasst jedoch nicht vollständig die wettbewerblichen Rahmenbedingungen, die durch Modernisierungsmieterhöhungen und die Umlagefähigkeit der Betriebskosten entstehen.

325. Die Monopolkommission empfiehlt daher, die Regelungen insgesamt wettbewerbsneutral auszugestalten, indem die Preise der Fernwärme nicht mehr nur mit den laufenden Kosten einer bestehenden Gebäudeheizung im Wege einer Momentaufnahme zu vergleichen sind. Stattdessen sollte ein Vergleich mit den gesamten Kosten einer dezentralen Anlage erfolgen. Dies schließt auch die Investitionskosten ein, die über eine kalkulatorische Abschreibung berücksichtigt werden. Dieser Vergleich sollte prognostisch auf Basis zu erwartender Heizkosten

⁵⁷ Sofern sich eine Preisregulierung auf Fernwärmenetze beschränkt, verbleibt gegebenenfalls ein Anwendungsbereich für Contracting-Modelle, die aber nicht Gegenstand dieses Gutachtens sind.

einer beispielhaften dezentralen Heizlösung oder gegebenenfalls der zu erwartenden Heizkosten der bestehenden Anlage erfolgen.

3.7 Empfehlungen auf einen Blick

326. Fernwärmenetze stellen natürliche Monopole dar, die in der Regel durch vertikal integrierte, jedoch weitgehend unregulierte Unternehmen betrieben werden. Die Monopolkommission sieht die Gefahr eines kontinuierlichen Rückgangs des Systemwettbewerbs, die sich sowohl ordnungspolitisch als auch empirisch begründen lässt. Dadurch vergrößert sich die Marktmacht der Fernwärmeunternehmen, was zu hohen Wärmepreisen aufgrund der steigenden Abhängigkeit von Verbraucherinnen und Verbrauchern von ihrem Fernwärmeunternehmen führen kann. Die Monopolkommission empfiehlt daher, ein wettbewerbliches Marktde-sign innerhalb des Fernwärmesektors zu stärken und komplementär dazu Regulierungsmaßnahmen auf dem Endkundenmarkt einzuführen:

- Es soll eine **gesetzliche Zugangsregulierung** eingeführt werden, um Dritten die Nutzung der Fernwärmenetze zu ermöglichen. Dabei sollen Contractoren ein Recht auf Belieferung und Wärmeproduzenten ein Recht auf Einspeisung zu angemessenen Bedingungen erhalten. Für große Netze soll langfristig ein Durchleitungsmodell etabliert werden. Dies soll durch klare Preisregeln und einen Streitbeilegungsmechanismus begleitet werden. → Kapitel 3.4.1
- **Wegerechte** für neue Fernwärmenetze sollen künftig verpflichtend in wettbewerblichen Verfahren vergeben werden. Damit soll bereits vor dem Netzaufbau ein Wettbewerb um das Netz geschaffen und die Kostenvorteile über die Endkundenpreise an die Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben werden. Bei großen Bestandsnetzen wäre ab 2045 eine regelmäßige Ausschreibung alle 20 Jahre möglich. → Kapitel 3.4.2
- Die durch Verbände betriebene Preistransparenzplattform soll zu einer **verpflichtenden Transparenzplattform** für alle Fernwärmeunternehmen weiterentwickelt werden. Zudem sollen Pflichtangaben (unter anderem die Preisbestandteile von Tarifen, Energieträgermix, durchschnittlich erzielte Preise auf Anbieterebene) für die Plattform definiert werden. Der Betrieb der Plattform könnte dann weiterhin durch Verbände (unter anderem dem AGFW) erfolgen. → Kapitel 3.5.1
- Es soll eine **unbürokratische Price-Cap Benchmark** eingeführt werden, die sich an den Kosten für Wärmepumpenstrom orientiert. Fernwärmeanbieter sollen verpflichtet werden, einen rein verbrauchsabhängigen Grundversorgungstarif als Alternative zu ihren „regulären“ Tarifen anzubieten, der die Price Cap nicht überschreiten darf. Reguläre Tarife des Fernwärmeunternehmens müssten dann nicht reguliert werden. → Kapitel 3.5.2
- Die derzeitigen mietrechtlichen Regelungen benachteiligen die Fernwärme im Systemwettbewerb um den Anschluss von Mietshäusern gegenüber alternativen Heiztechnologien. Die rechtlichen Vorgaben sollen so angepasst werden, dass ein **Level Playing Field** zwischen den verschiedenen Heiztechnologien entsteht. → Kapitel 3.6.2

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Kapitel 4

Wettbewerb und Transparenz der Ladeinfrastruktur stärken

4.1 Herausforderungen eines wachsenden Marktes

327. Die Monopolkommission hat bereits in ihren Sektorgutachten Energie aus den Jahren 2019, 2021 sowie 2023 die wettbewerblichen Herausforderungen beim Aufbau eines Ladenetzes für Elektromobilität in Deutschland analysiert und drei ordnungspolitische Handlungsempfehlungen formuliert.

- Erstens soll durch die Etablierung einer nationalen Preistransparenzstelle für das sog. Ad-hoc-Laden – also das spontane Laden ohne vorherigen Vertrag – mehr Transparenz und Vergleichbarkeit der Preise geschaffen werden. Damit soll der Wettbewerb auf dem Markt für öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur verstärkt werden.
- Zweitens soll die Förderung kommunaler Ladenetze an wettbewerbliche Vergabeverfahren geknüpft werden. Inhouse-Vergaben oder die Vergabe an ausschließlich einen Betreiber sollten demnach nur in Ausnahmefällen zulässig sein, um regionale Marktmacht und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.
- Drittens soll der Zugang zur Ladeinfrastruktur an bewirtschafteten Raststätten entlang von Bundesautobahnen insbesondere dort wettbewerblich ausgestaltet werden, wo Konzessionen, wie im Fall der Tank & Rast, historisch ohne Ausschreibung vergeben wurden und heute als faktische Zugangsvoraussetzung für Ladepunktbetreiber fungieren.

328. Seit dem Sektorgutachten Energie 2023 ist die Zahl der öffentlich zugänglichen Ladepunkte in Deutschland deutlich gestiegen. Während Ende 2022 etwa 88.000 Ladepunkte verzeichnet wurden, liegt deren im Oktober 2025 bereits bei 180.000 (Bundesnetzagentur, 2025d). Im gleichen Zeitraum ist der Bestand an Personenkraftwagen mit reinem Elektroantrieb von zwei auf etwa drei Prozent angestiegen, während der Anteil reiner Elektrofahrzeuge an den Neuzulassungen von rund 14 auf etwa 18 Prozent anstieg (Kraftfahrt-Bundesamt, 2025a; Kraftfahrt-Bundesamt, 2025c).

329. Allerdings waren von den öffentlich zugänglichen Ladepunkten in Deutschland im ersten Halbjahr 2025 durchschnittlich nur 15 Prozent zeitgleich belegt (BDEW, 2025). Öffentlich geförderte Ladepunkte waren durchschnittlich sogar nur zu 9,6 Prozent ausgelastet (im Zeitraum Juli 2023 bis Juni 2024; Mobilithek, 2024). Die geringe Belegung zeigt, dass der Ausbau der Ladeinfrastruktur deutlich vor dem Hochlauf der vollelektrischen PKW liegt. Einen wesentlichen Grund dafür sieht die Monopolkommission in den weiterhin bestehenden Wettbewerbsproblemen im Ladesäulenmarkt. Diese führen zu hohen Ladepreisen, behindern den Markthochlauf der Elektromobilität und verzögern somit die Elektrifizierung des Verkehrssektors.

330. Zunächst sind die Preise an öffentlich zugänglichen Ladesäulen bis heute intransparent, sowohl für vertragsbasiertes als auch für Ad-hoc-Laden, was insbesondere bei lokal marktmächtigen Ladesäulenbetreibern zu überhöhten Preisen und einer Abschottung gegenüber

neuen Wettbewerbern führen kann. Auch aufgrund neuer EU-Vorgaben sieht die Monopolkommission hier jedoch die Chance, auf absehbare Zeit Abhilfe mittels einer Preistransparenzplattform für Ad-hoc-Preise zu schaffen (siehe Kapitel 4.8). Diese soll einen transparenten Preisvergleich von Ladetarifen ermöglichen und somit den Wettbewerb auf lokaler Ebene nachhaltig fördern.

331. Darüber hinaus stellt die aktuelle Vergabepraxis öffentlicher Flächen durch die Kommunen weiterhin ein wesentliches strukturelles Wettbewerbshemmnis beim Ausbau öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur dar (Bundeskartellamt, 2024, S. 92 ff.). Kommunen nehmen dabei eine mächtige Mehrfachrolle ein. Sie sind oft Flächeneigentümer, Genehmigungsbehörde und über Stadtwerke oder verbundene Unternehmen selbst als Anbieter aktiv. Diese Konstellation führt dazu, dass kommunale Anbieter bei der Vergabe bevorzugt werden können und es nicht zu einer wettbewerblichen Ausschreibung kommt (Bundeskartellamt, 2024, S. 111 ff.). Zudem besteht für Kommunen der Anreiz, Exklusivrechte und somit Marktmacht zu vergeben, da die Vergabe für die Kommune so günstiger sein kann. In der Praxis werden deshalb wirtschaftlich attraktive Standorte teils exklusiv an kommunale oder private Unternehmen vergeben, was den Wettbewerb behindert. Um wirksamen Wettbewerb zu ermöglichen, hält die Monopolkommission daher transparente und diskriminierungsfreie Vergabeverfahren – bevorzugt ohne die Vergabe von Exklusivrechten – für unerlässlich (siehe Kapitel 4.7).

332. Ein weiteres drängendes Wettbewerbsproblem ergibt sich aus der fortbestehenden marktbeherrschenden Stellung der Tank & Rast entlang der Bundesautobahnen. Diese verfügt – vorbehaltlich eines laufenden Verfahrens vor dem OLG Düsseldorf (OLG Düsseldorf, Verg 29/22, 16.06.2023) – über den Großteil der Nebenbetriebskonzessionen an bewirtschafteten Rastanlagen, die ohne wettbewerbliche Ausschreibung vergeben wurden. Diese einseitige Kontrolle über den Infrastrukturausbau stellt ein strukturelles Marktzutrittshindernis dar, verhindert effektiven Wettbewerb entlang bewirtschafteter Raststätten und erhöht die Gefahr dauerhaft überhöhter Preise für Endkundinnen und -kunden. Das Problem verschärft sich, da ein Ausbau von Bewirtschaftung an unbewirtschafteten Raststätten derzeit nicht möglich ist, was einen zusätzlichen Standortvorteil für die bewirtschafteten Standorte der Tank & Rast bedeutet. Diese Problematik betrifft sowohl den Ladeinfrastrukturausbau für PKW als auch für LKW.

333. Die Monopolkommission empfiehlt zu prüfen, in wie weit die Konzessionserweiterung an die Tank & Rast zurückgenommen werden könnte, um wettbewerbliche Ausschreibungen zu ermöglichen. Der Wettbewerbsvorteil bewirtschafteter Raststätten könnte zudem reduziert werden, indem die Bewirtschaftung an derzeit unbewirtschafteten Raststätten zugelassen wird.

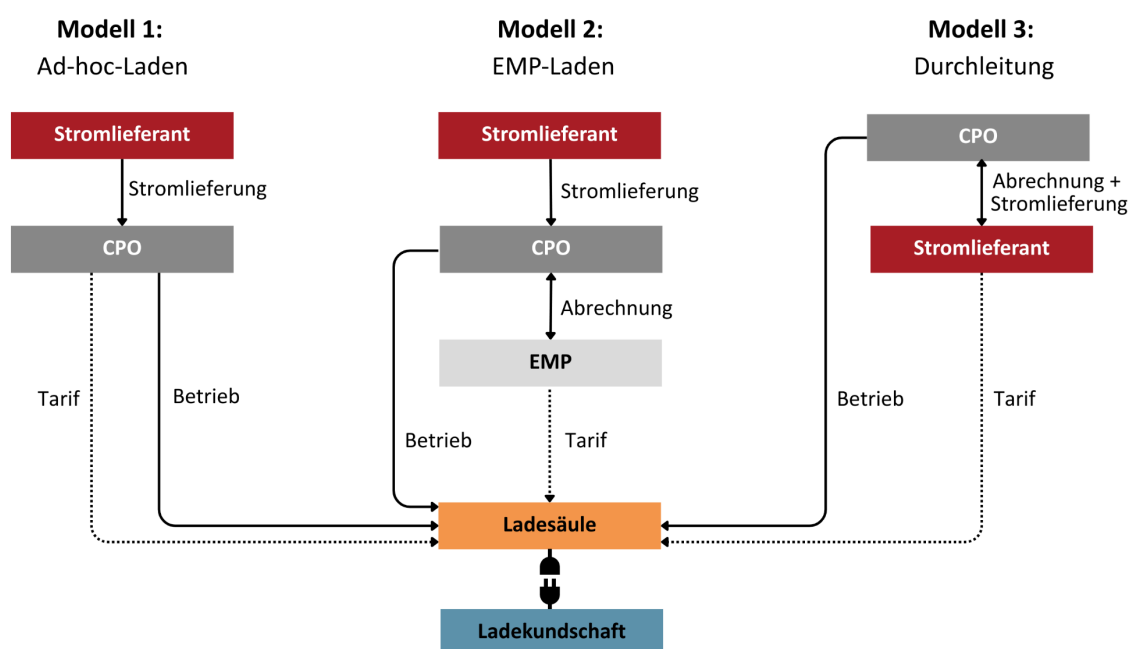
4.2 Nationaler Ordnungsrahmen und AFIR-Vorgaben

334. Ladesäulen werden durch verschiedene Ladesäulenbetreiber (CPOs) errichtet und betrieben. Diese konkurrieren um geeignete Standorte für den Aufbau neuer Ladesäulen. Auf dieser Ebene des Wettbewerbs ist der Zugang zu den besten Standorten entscheidend. Sofern es sich dabei um öffentliche Flächen handelt, stellt somit das Vergabeverfahren kommunaler Gebiets-

körperschaften für diese Flächen einen wesentlichen Faktor dar. Nach Errichtung der Ladesäulen konkurrieren CPOs um Kundinnen und Kunden – etwa über Ladegeschwindigkeit oder Preisgestaltung.

335. Auf dem Endkundenmarkt können grundsätzlich drei verschiedene Tarifmodelle unterschieden werden, wie Abbildung 4.1 darstellt: Beim Ad-hoc-Laden rechnet der CPO den Ladevorgang direkt mit der Kundin bzw. dem Kunden ab. Beim deutlich weiter verbreiteten EMP-Laden nutzen Kundinnen und Kunden die physische oder digitale Ladekarte eines E-Mobility-Service-Providers (EMP). In diesen Fällen ist der EMP Vertragspartner, Preismodelle – z. B. in Form von Abos – werden dann unabhängig vom CPO angeboten. Als dritte Variante ist das sog. Durchleitungsmodell denkbar (siehe Kapitel 4.6). Dabei rechnen Kundinnen und Kunden Ladevorgänge mit einem Stromanbieter ihrer Wahl ab und der CPO erhält vom Stromanbieter eine Vergütung für den durchgeleiteten Strom.

Abbildung 4.1: Zentrale Akteure in verschiedenen Modellen eines Ladevorgangs



Quelle: Eigene Darstellung.

336. Die Entwicklung der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität in Deutschland wurde seit 2019 durch mehrere Masterpläne systematisch vorangetrieben, beginnend mit dem Masterplan Ladeinfrastruktur I. Die Bundesregierung verfolgte damit das Ziel, bis 2030 mindestens eine Million Ladepunkte zu etablieren, um die Elektromobilität durch eine effiziente und wettbewerbsorientierte Infrastruktur zu fördern. Wichtige Elemente waren die Standardisierung der Ladepunkte, die Einführung einheitlicher Bezahlssysteme sowie die Bereitstellung finanzieller und steuerlicher Anreize für neue Anbieter. Eine zentrale Koordinierungsstelle übernahm die Verantwortung für den Ausbau und die kontinuierliche Evaluierung der Fortschritte.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

337. Der Masterplan Ladeinfrastruktur II, der im Oktober 2022 vorgestellt wurde, baute auf dem ersten Plan auf und erweiterte diesen um zusätzliche Ziele. Neben der weiterhin angestrebten Zahl von einer Million Ladepunkten bis 2030 wurde nun der Fokus verstärkt auf die Integration der Ladeinfrastruktur in das Stromnetz und die Förderung intelligenter Ladelösungen, insbesondere bidirektionalem Laden, gelegt. Zusätzlich wurden wettbewerbliche Vergabeverfahren eingeführt, um Marktbeherrschung zu vermeiden und den Wettbewerb zu fördern (Bundesregierung, 2022, S. 24). Der Plan betonte auch die Rolle der Kommunen bei der Entwicklung lokaler Masterpläne und förderte die Zusammenarbeit zwischen öffentlichem und privatem Sektor.

338. Ein Masterplan Ladeinfrastruktur III befindet sich aktuell in Bearbeitung (vgl. den gegenwärtigen Entwurf für die Ressortabstimmung, BMDV, 2025). Nach Auffassung der Monopolkommission sollten insbesondere die folgenden drei Aspekte im Rahmen des Masterplans angegangen werden: Erstens sollten gesetzliche Vorgaben zur wettbewerblichen Vergabe kommunaler Flächen geprüft und eingesetzt werden (siehe dazu Kapitel 4.7). Dieser Aspekt ist grundsätzlich auch im aktuellen Entwurf angelegt (Maßnahme 20). Sondernutzungsrechte sollten zudem zeitlich befristet vergeben werden. Entsprechende gesetzliche Vorgaben könnten an § 46 Abs. 1 S. 1 EnWG (Wegenutzungsrechte für Leitungen) oder § 5 Abs. 2 S. 1 CsgG (Stellflächen für Carsharingfahrzeuge, siehe Carsharinggesetz, CsgG, 2017) angelehnt werden. Diese Vorgaben sollten durch einen aktualisierten Leitfaden für die Kommunen ergänzt werden, der sie bei der Konzeption und Durchführung wettbewerblicher, transparenter und diskriminierungsfreier Ausschreibungsverfahren von Flächen unterstützt. Zweitens sollten die Markttransparenzstelle für Ad-hoc-Ladepreise zügig fertiggestellt und die Daten für Drittanwendungen verfügbar gemacht werden (siehe dazu Kapitel 4.8). Die Monopolkommission begrüßt, dass das Bundesministerium für Verkehr sowie die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur bereits konkrete Schritte in diese Richtung unternehmen (siehe z. B. BMDV, 2025, Maßnahme 18). Drittens sollten die EU-Vorgaben im Rahmen der Alternative Fuel Infrastructure Regulation (Verordnung (EU) 2023/1804, AFIR, 2023) in nationales Recht überführt werden, sofern noch nicht geschehen (siehe dazu Tz. 339 ff.). Dazu gehört unter anderem die Verabschiedung eines Mobilitätsdatengesetzes, um beispielsweise Fehlverhalten in Bezug auf die Transparenzvorgaben sanktionieren zu können.⁵⁸

339. Wesentliche Neuerungen bringt zudem die Alternative Fuel Infrastructure Regulation (AFIR) mit sich, die 2023 verabschiedet und seit dem 13. April 2024 gültig ist (Verordnung (EU) 2023/1804, AFIR, 2023, Art. 26). Sie sieht insbesondere Vorgaben in den Bereichen Ladepreise, Preistransparenz und Datenbereitstellung vor. Die AFIR-Vorgaben, die aus wettbewerblicher Sicht besonders relevant sind, werden im Infokasten „AFIR-Verordnung zur Ladeinfrastruktur“ genauer dargestellt.

⁵⁸ Ein entsprechender Gesetzesentwurf lag bereits in der letzten Legislaturperiode vor, ist nach dem vorzeitigen Ende der Vorgängerregierung im Jahr 2024 aber nicht mehr verabschiedet worden.

AFIR-Verordnung zur Ladeinfrastruktur

Zahlung und Nutzerfreundlichkeit An allen öffentlich zugänglichen Ladepunkten muss das Ad-hoc-Laden angeboten werden.

≥50 kW: Für Ladepunkte ab 13.04.2024 Zahlungskartenleser oder kontaktloses Bezahlen notwendig, ab 01.01.2027 auch für ältere Ladepunkte

<50 kW: Zahlung über Mobilfunkgerät z. B. mittels QR-Code beim Ad-hoc-Laden ausreichend

Preistransparenz Preise müssen angemessen, einfach, eindeutig vergleichbar, transparent und nicht diskriminierend sein. Preisdiskriminierung zwischen Endnutzerinnen und Endnutzern und Dienstleistern oder zwischen Dienstleistern nur in verhältnismäßigen und objektiv gerechtfertigten Fällen

≥50 kW: Angabe von Ad-hoc-Preis pro kWh und Nutzungsentgelt pro Minute

<50 kW: Angabe von Ad-hoc-Preis mit allen Komponenten (kWh, Minute, Ladevorgang, etc.)

EMP-Gebühren angemessen, transparent und diskriminierungsfrei

Preisbestandteile müssen elektronisch klar aufgeführt werden – keine zusätzlichen Entgelte für e-Roaming.

Datenbereitstellung CPOs stellen statische und dynamische Daten kostenfrei über Nationalen Zugangspunkt (NAP) bereit:

Statische Daten: Lage, Anzahl Anschlüsse, Stromart (AC/DC), Behindertenparkplätze, Kontaktdaten, Betriebszeiten, max. Leistung, Kompatibilität

Dynamische Daten: Betriebszustand, Verfügbarkeit, Ad-hoc-Preis, 100% Ökostrom (ja/nein)

340. Besonders relevant für die Flächenvergabe entlang der Bundesautobahnen – und damit für den Wettbewerb auf dem deutschen Ladesäulenmarkt – ist das Verfahren zwischen der

bundeseigenen Autobahn GmbH und dem Ladesäulenbetreiber Fastned Deutschland. Fastned hatte – ursprünglich zusammen mit Tesla⁵⁹ - im Jahr 2022 vor dem OLG Düsseldorf Klage dagegen erhoben, dass insgesamt 360 Konzessionsverträge des Bundes für den Raststättenbetreiber Tank & Rast⁶⁰ um das Recht zu Errichtung und Betrieb von Schnellladesäulen auf bewirtschafteten Raststätten ergänzt wurden.⁶¹ Die streitgegenständlichen Konzessionsverträge bestehen zwischen der Autobahn GmbH des Bundes und dem Betreiber Tank & Rast. Diese Verträge regeln den Betrieb von Raststätten und Tankstellen an den Bundesautobahnen. Im Jahr 2021 wurde der Vertrag erweitert, um auch den Aufbau von Schnellladeinfrastruktur an den Raststätten zu ermöglichen – allerdings ohne ein neues Vergabeverfahren durchzuführen. Die ursprünglichen Konzessionsverträge waren vor der Privatisierung des Unternehmens abgeschlossen worden.⁶²

341. Nach Auffassung der Beschwerdeführer würde die Konzessionserweiterung für bewirtschaftete Rasthöfe an die Tank & Rast GmbH ohne vorherige Ausschreibung einen wirksamen Wettbewerb ausschließen. Durch die zwischenzeitliche Privatisierung seien die Voraussetzungen für eine solche Inhouse-Vergabe weggefallen. Die Vergabekammer hatte die Konzessionserweiterung zugelassen, da beim ursprünglichen Vertragsabschluss nicht absehbar gewesen sei, dass sie notwendig werden würde. Das OLG Düsseldorf legte die Frage zur rechtlichen Zulässigkeit solcher Vertragsänderungen dem Europäischen Gerichtshof (EuGH) zur Klärung vor, da sie europarechtliche Aspekte betrifft (OLG Düsseldorf, Verg 29/22, 16.06.2023).

342. Ende April 2025 entschied der EuGH, dass der Bund sich möglicherweise auf eine Ausnahmenvorschrift zur Änderung von Konzessionen berufen konnte, die eine Erweiterung ohne wettbewerbliche Ausschreibung ermöglicht (EuGH, C-452/23, 29.04.2025). Durch das OLG Düsseldorf ist nun zu klären, ob die Voraussetzungen der Vorschrift gegeben sind. Der Ausgang dieses Verfahrens ist nach Einschätzung der Monopolkommission offen, da der EuGH sich in seiner Entscheidung nicht festgelegt hat, ob die Änderung der Konzession für Tank & Rast ohne Ausschreibung mit Art. 43 der Richtlinie 2014/23 in Einklang steht. Es ist wünschenswert, dass dieses wichtige Verfahren zügig abgeschlossen wird. Für den Wettbewerb in einem dynamischen Markt ist es kaum hinnehmbar, dass sich Gerichtsverfahren, die über die künftige Marktordnung entscheiden, jahrelang hinziehen.

343. Derzeit herrscht nach Ansicht der Monopolkommission entlang von deutschen Autobahnen nur auf unbewirtschafteten Raststätten Wettbewerb beim Errichten und dem Betrieb von

⁵⁹ Tesla hat sich aus dem Verfahren zurückgezogen.

⁶⁰ Die Tank & Rast Gruppe GmbH ist heute im Eigentum internationaler Investoren, zu denen unter anderem Allianz Capital Partners, Meag (Tochterunternehmen der Munich-Re), die Abu-Dhabi Investment Authority und Omers, einem kanadischen Infrastrukturfonds, gehören.

⁶¹ Nach Auffassung der Monopolkommission besteht bereits ein Wettbewerbsproblem auf dem Einzelhandelsmarkt für Kraftstoffe („Tankstellenmarkt“) entlang von Autobahnen.

⁶² Das Verfahren begann mit einem Nachprüfungsantrag vor der 2. Vergabekammer des Bundes im Bundeskartellamt. Die Vergabekammer beanstandete die Erweiterung des Vertrags ohne Vergabeverfahren jedoch nicht und wies den Nachprüfungsantrag zurück (VK2-54/22, vom 15.06.2022). Dagegen erhob Fastned Beschwerde zum OLG Düsseldorf.

Ladeinfrastruktur. Zudem stockt der Ausbau von Ladesäulen an bewirtschafteten Raststätten wegen der rechtlichen Unsicherheit aufgrund des laufenden Verfahrens. Das erwartete Urteil gilt nicht nur als wegweisend für den Wettbewerb um die Errichtung und den Betrieb von PKW-Ladeinfrastruktur an bewirtschafteten Raststätten, sondern auch für die LKW-Ladeinfrastruktur (siehe Kapitel 4.3). Sofern Ladesäulen an bewirtschafteten Raststätten exklusiv durch die Tank & Rast betrieben werden dürfen, würde sich die Wettbewerbssituation im Ladesäulenmarkt entlang der Autobahnen noch einmal erheblich verschlechtern. Bereits heute bestehen insbesondere im Autobahnbereich lokale Monopole mit einem Marktanteil von 100 Prozent (siehe Tabelle 4.2).

344. Die Monopolkommission empfiehlt daher, unabhängig vom Ausgang des Prozesses am OLG Düsseldorf, zu prüfen, ob die Konzessionserweiterung für die Tank & Rast zum Betrieb von Ladesäulen zurückgenommen werden kann. Sie ist ein Paradebeispiel einer intransparenten Direktvergabe öffentlicher Flächen, wie sie in Kapitel 4.7 ausdrücklich abgelehnt wird. Durch die Konzessionserweiterung lässt sich ein wettbewerblicher Ladesäulenmarkt entlang der Autobahn kaum etablieren, da Tank & Rast aufgrund ihrer Standorte in vielen Regionen als dominanter oder sogar alleiniger Anbieter auftreten würde. Zudem stellen bewirtschaftete Raststätten im Vergleich zu unbewirtschafteten in der Regel ohnehin die deutlich attraktiveren Ladeplätze dar. Ein funktionierender Wettbewerb auf dem Ladesäulenmarkt entlang der Autobahnen setzt nach Auffassung der Monopolkommission voraus, dass auch die Ladepunkte an bewirtschafteten Raststätten wettbewerblich vergeben werden. Die Rücknahme der Konzessionserweiterung und eine anschließende wettbewerbliche Ausschreibung wären dafür notwendige Voraussetzungen.

345. Hat die Konzessionserweiterung Bestand und kann nicht mehr zurückgenommen werden, ließe sich eine marktdominante Stellung zumindest abschwächen, wenn Tank & Rast selbst die bewirtschafteten Standorte in einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren an verschiedene Anbieter vergibt. Dabei müsste sichergestellt werden, dass Tank & Rast als dominanter Anbieter keine übermäßigen Renditen für die Standortvergabe abschöpft, da diese Kosten andernfalls über hohe Ladepreise an die Endkundschaft weitergegeben würden. Denkbar wäre in einem solchen Fall, dass das Bundeskartellamt die Vergabepraktiken von Tank & Rast im Rahmen der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht prüft, um wettbewerbliche Standards sicherzustellen.

4.3 Ladesäulenmarkt für LKW

346. Neben der Elektrifizierung des PKW-Verkehrs gewinnt die Elektrifizierung des LKW-Verkehrs an Bedeutung. Schwere Nutzfahrzeuge im Straßenverkehr verantworteten im Jahr 2022⁶³ etwa 27 Prozent der Treibhausgasemissionen des gesamten Verkehrssektors (Kraftfahrt-Bundesamt, 2024, S. 315). Diese Emissionen sollen durch den Umstieg auf klimaneutrale Antriebe sukzessive gesenkt werden. Politisch angestrebt wird, dass im Jahr 2030 ein Drittel der LKW-Fahrleistung elektrisch erbracht wird (Bundesregierung, 2024a). Im April 2025 betrug der Anteil

⁶³ Aktuellere Zahlen lagen zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Gutachtens noch nicht vor.

elektrischer LKW („E-LKW“) an der gesamten LKW-Flotte 2,5 Prozent. Er müsste in den kommenden Jahren entsprechend massiv ansteigen (Kraftfahrt-Bundesamt, 2025b, FZ 27.8). Daher rückt der Aufbau eines Ladenetzes für E-LKWs stärker in den Fokus.

347. Im September 2024 hat das damalige Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) die Ausschreibung für den Aufbau einer öffentlichen Schnellladeinfrastruktur für LKW entlang der Bundesautobahnen gestartet. Ziel ist es, bis 2030 etwa 350 Ladeparks mit insgesamt rund 4.200 Ladepunkten zu errichten.⁶⁴ Diese Ladeinfrastruktur soll auf 225 bewirtschafteten sowie 130 unbewirtschafteten Rastanlagen errichtet werden.

348. Die Ausschreibung der 130 unbewirtschafteten Rastanlagen erfolgt durch die Autobahn GmbH des Bundes. Die Rastanlagen sind in fünf Loszuschnitte aufgeteilt, um eine bundesweite Flächenabdeckung sowie Anbietervielfalt zu gewährleisten. Es wird ein mehrstufiges Verhandlungsverfahren mit Teilnahmewettbewerb angewendet (Autobahn GmbH, 2024). Der Zeitplan sah eine Bewerbungsfrist bis zum 18. Oktober 2024, die Zuschlagserteilung in der zweiten Jahreshälfte 2025 und eine sukzessive Implementierung der Infrastruktur bis 2030 vor. Die geplante Vertragslaufzeit beträgt acht Jahre mit einer Verlängerungsoption von vier Jahren.

349. Aufgrund des seit 2022 laufenden Rechtsstreits um die Vergabe an den bewirtschafteten Rastanlagen (siehe Tz. 340 ff.) sind die Standorte an bewirtschafteten Rastanlagen noch nicht ausgeschrieben worden. Dadurch beinhaltet die aktuelle Ausschreibung lediglich 37 Prozent der angedachten Standorte, wodurch z. B. Auswirkungen auf die spätere Marktkonzentration nur begrenzt absehbar sind.

4.3.1 Die Ladesäulenmärkte für PKW und LKW sollten separat betrachtet werden

350. Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass Ladeangebote für PKW und LKW nicht austauschbar sind und es sich bei den Ladesäulenmärkten für PKW und LKW daher um zwei voneinander getrennte Märkte handelt. Das bedeutet, dass Ladesäulen für PKW nicht im Wettbewerb zu solchen für LKW stehen – und umgekehrt. Daher sollten beide Märkte, etwa im Hinblick auf ihre Marktkonzentration, separat analysiert werden. Aus Sicht der Monopolkommission sprechen die folgenden Gründe für diese Einschätzung.

351. Erstens stellen E-LKW andere Anforderungen an Ladesäulen als E-PKW – sowohl in Bezug auf technische Ausstattung als auch hinsichtlich der Organisation und des Ablaufs des Ladevorgangs. So ist eine deutlich höhere Ladeleistung mit einer entsprechend leistungsfähigen Schnittstelle erforderlich. Aufgrund des hohen Gewichts großer Batterien werden E-LKW voraussichtlich dauerhaft eine deutlich geringere Reichweite aufweisen als E-PKW. Deshalb ist die garantierte Verfügbarkeit einer Ladesäule entscheidend, da ein Weiterfahren zum nächsten Standort unter Umständen nicht möglich ist. Zudem werden LKW-Fahrten – im Gegensatz zu vielen PKW-Fahrten – in der Regel zeitlich genau geplant, sodass sich genau bestimmen lässt, wann und wo eine Ladesäule mit bestimmten Anforderungen benötigt wird. Außerdem würden Ladevorgänge von E-LKW idealerweise mit den gesetzlich vorgeschriebenen Pausenzeiten für

⁶⁴ Davon entfallen 1.800 Ladepunkte auf das Megawatt Charging System (MCS) und 2.400 Ladepunkte auf das Combined Charging System (CCS) (Autobahn GmbH, 2024).

Fahrerinnen und Fahrer verknüpft. Daher scheint es naheliegend, dass sich für LKW-Ladepunkte Buchungssysteme etablieren, über die geeignete Ladepunkte vor Fahrtantritt reserviert werden können, da sie für E-LKW einen deutlichen Mehrwert darstellen.

352. Zweitens stellen umgekehrt LKW-Ladesäulen für E-PKW keine attraktive Alternative dar. Aufgrund der höheren Ladeleistung sind LKW-Ladesäulen erheblich kapitalintensiver. Dadurch würden Ladevorgänge im Vergleich zu PKW-Ladesäulen teurer, ohne dass die höhere Leistungskapazität für den Ladevorgang eines PKW einen entsprechenden Nutzen bringt. Zudem könnten LKW-Ladesäulen aufgrund bestehender Reservierungen nur eingeschränkt für PKW zur Verfügung stehen. Da PKW-Ladevorgänge in der Regel deutlich spontaner erfolgen, scheint die Teilnahme an entsprechenden Vorab-Buchungssystemen für PKW wenig attraktiv.

353. Drittens gibt es auch aus Anbietersicht Argumente dafür, Ladeangebote für LKW und PKW weitestgehend voneinander zu trennen. Im Vergleich zu reinen PKW-Ladesäulen würden sich die Investitionskosten für universelle Ladesäulen deutlich erhöhen. Auch Ladeplätze, Abstände und Durchfahrtsmöglichkeiten müssen für den E-LKW-Verkehr deutlich größer dimensioniert sein. Gemeinsame Ladepunkte für beide Fahrzeugarten würden entweder zu ineffizient großzügigen Ladeinfrastrukturen für E-PKW führen oder dazu, dass E-LKW aus Platzgründen mehrere Ladepunkte blockieren. Ladeplätze für E-LKW könnten dagegen durch eine weitgehende Exklusivität für E-LKW sogar eine Aufwertung erfahren. Dafür sprächen sowohl die bessere Verfügbarkeit und Verlässlichkeit der Ladeinfrastruktur für E-LKW als auch eine qualitative Aufwertung der Ruhezeiten für das Fahrpersonal. Hierfür könnten Betreiber ergänzende Infrastruktur wie Sanitäranlagen oder Duschen bereitstellen. So könnten Betreiber einen Anreiz haben, Buchungssysteme für E-LKW-Ladesäulen als reine B2B-Modelle auszugestalten und damit den Zugang für private E-PKW zu erschweren.

354. Zusammenfassend sprechen zahlreiche Gründe dafür, dass Ladesäulen für PKW in vielen Fällen für E-LKW ungeeignet sind. Umgekehrt ist davon auszugehen, dass der Zugang von E-PKW zu E-LKW-Ladesäulen erschwert oder ausgeschlossen sein wird. Es handelt sich somit um zwei voneinander getrennte und weitgehend unabhängige Lademärkte. Gleichwohl besteht eine inhaltliche Verwandtschaft, sodass Erfahrungen aus dem PKW-Ladesäulenmarkt beispielsweise in Ausschreibungsmechanismen für LKW-Ladenetze einfließen sollten.

4.3.2 Ausschreibungen und Vorgaben im LKW-Bereich auf das Notwendige konzentrieren

355. Abgesehen von Rastanlagen an Autobahnen ist davon auszugehen, dass insbesondere Betriebshöfe sowie Gewerbe- und Industriegebiete geeignete Standorte für LKW-Ladepunkte sind. Unternehmen könnten so die eigene LKW-Flotte während des Parkens oder Beladens laden – äquivalent zu Privatpersonen, die ihre heimische Wallbox nutzen. Aufgrund der hohen Investitionskosten für einen Ladepunkt könnten Unternehmen zudem den Anreiz haben, ihre privaten Ladepunkte für fremde E-LKW zu öffnen und dadurch die Auslastung ihrer Ladesäulen zu erhöhen. Neben dem öffentlich geförderten Schnellladenetz könnten somit private Ladesäulenanbieter an diesen Standorten hinzukommen.

356. Die Monopolkommission empfiehlt daher, die privatwirtschaftliche Entstehung solcher Ladepunkte im Rahmen der Standortbestimmung für öffentlich geförderte Ladesäulen zu berücksichtigen. Das geförderte Schnellladenetz sollte sich auf Autobahnen und ähnliche Strecken konzentrieren. Überkapazitäten im Umkreis von Industriegebieten werden dadurch vermieden. Das öffentlich geförderte Netz sollte LKW-Ladesäulen insbesondere dort bereitstellen, wo zwar LKW-Durchgangsverkehr herrscht, aber die Errichtung privater Ladepunkte nicht zu erwarten ist.

357. Transparenzsteigernde Maßnahmen wie die Einrichtung einer Markttransparenzstelle hält die Monopolkommission im LKW-Ladesäulenmarkt – anders als im Markt für PKW-Ladesäulen – derzeit nicht für erforderlich. Sollte sich im E-LKW-Markt ein System mit Vorabbuchungen etablieren, ist davon auszugehen, dass im Rahmen der Buchung nicht nur Zeit und Ort, sondern auch der Ladepreis festgelegt wird. Dadurch kann ein funktionierender Wettbewerb zwischen den Ladepunkten entstehen. Vor diesem Hintergrund sollte zunächst abgewartet werden, wie sich der Markt für LKW-Ladesäulen entwickelt. Vorrangig ist derzeit die Sicherstellung einer ausreichenden Ladesäulendichte von verschiedenen Anbietern, um Abhängigkeiten von einzelnen Ladepunkten und deren Betreibern zu vermeiden.

358. Das regulierte Durchleitungsmodell fand in der aktuell laufenden Ausschreibung für das LKW-Schnellladenetz an unbewirtschafteten Rastanlagen Anwendung (Autobahn GmbH, 2024). Ladesäulenbetreiber sind verpflichtet, an den ihnen zugeteilten Standorten neben dem Ad-hoc- und EMP-Laden auch die Durchleitung eines von der Verbraucherin bzw. dem Verbraucher gewählten Stromlieferanten zu ermöglichen. Im Rahmen der Ausschreibung geben die Bieter ihre angestrebte Vergütung für Aufbau und Betrieb der Ladeinfrastruktur an. Im Gegenzug entrichten sie für jede geladene Kilowattstunde Strom ein Infrastrukturentgelt an den Bund. Dieses Infrastrukturentgelt ist für alle Lademodelle (Ad-hoc-Laden, EMP-Laden, Durchleitung) einheitlich und hängt vom prognostizierten Ladebedarf am jeweiligen Standort ab. Die Infrastrukturkosten werden somit zunächst im Rahmen der Ausschreibung finanziert und anschließend über das Infrastrukturentgelt nutzungsabhängig an den Bund zurückgezahlt.

359. Die Monopolkommission bewertet den Einsatz eines regulierten Durchleitungsmodells grundsätzlich kritisch (siehe Kapitel 4.6). Im vorliegenden Fall lässt sich dessen Anwendung jedoch mit zwei zentralen Argumenten rechtfertigen: Erstens sind derzeit nur wenige E-LKW im Einsatz. Ein signifikanter Hochlauf wird erst in den kommenden Jahren erwartet und hängt maßgeblich vom Aufbau einer funktionsfähigen LKW-Ladeinfrastruktur ab. Dies führt zu einem hohen Investitionsrisiko hinsichtlich der tatsächlichen Auslastung der Ladepunkte. Da die Aufbau- und Betriebskosten im Rahmen der Ausschreibung gefördert werden und das Infrastrukturentgelt vom prognostizierten Ladebedarf abhängt, wird das Investitionsrisiko für die Betreiber erheblich reduziert. In diesem Fall fällt lediglich das abzuführende Infrastrukturentgelt niedriger als erwartet aus. Das Mengenrisiko trägt somit im Wesentlichen der Bund. Zweitens handelt es sich beim aktuellen Verfahren um den erstmaligen Aufbau von LKW-Ladesäulen an Autobahnen. Daher bestehen zwischen den einzelnen Standorten große Abstände. Für viele Routen kommt daher nur ein einziger Ladestandort in Betracht. Da die Standorte aufgrund der an-

gestrebten Skaleneffekte exklusiv vergeben werden, entsteht eine Abhängigkeit von einem einzelnen Anbieter. Um diesem Marktsetting entgegenzuwirken, schafft das regulierte Durchleitungsmodell Wettbewerb „auf der Ladesäule“.

360. Aus Sicht der Monopolkommission sollte im Rahmen zukünftiger Ausschreibungen auf den Einsatz eines regulierten Durchleitungsmodells verzichtet werden (siehe Tz. 396). Durch die aktuell laufende Ausschreibung wird bereits eine Grundversorgung für das LKW-Laden geschaffen. Künftige Standorte stünden somit in Wettbewerb zu bestehenden Ladepunkten. Zudem dürfte der Hochlauf der E-LKW-Flotte bis dahin weiter fortgeschritten und besser prognostizierbar sein. Die beiden in Tz. 359 genannten Begründungselemente entfallen damit. Der Einsatz eines regulierten Durchleitungsmodells würde in diesem Fall lediglich einen zusätzlichen administrativen Aufwand verursachen, ohne erkennbaren wettbewerblichen Mehrwert (siehe dazu Kapitel 4.6).

361. Die Berücksichtigung wettbewerblicher Kriterien im derzeit laufenden Ausschreibungsverfahren für LKW-Ladepunkte wird erheblich dadurch erschwert, dass der Großteil der identifizierten Standorte für das Deutschlandnetz an bewirtschafteten Rastanlagen liegt, diese jedoch in der aktuellen Ausschreibung nicht berücksichtigt werden. Zudem ist bislang nicht abschließend geklärt, inwieweit Tank & Rast einen exklusiven Zugriff auf diese bewirtschafteten Standorte hat und ob dort wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren möglich sind. Abhängig von der weiteren Entwicklung an diesen Standorten kann sich die regionale Marktkonzentration im LKW-Ladernetz deutlich verändern. Eine potenzielle Lösung bestünde darin, unbewirtschaftete Standorte von mehreren Ladesäulenanbietern gemeinsam nutzen zu lassen. Die Monopolkommission sieht dieses Vorgehen jedoch aus Effizienzgesichtspunkten kritisch, da die Infrastruktur – wie etwa Leitungsanschlüsse – gemeinsam aufgebaut und genutzt werden müsste. Neben einem möglichen Problem der gemeinsamen Finanzierung – sog. Öffentliches Gut-Problem – besteht die Gefahr, dass unbewirtschaftete Standorte durch die gemeinsame Nutzung für Anbieter noch unattraktiver werden als bewirtschaftete.

362. Die Monopolkommission empfiehlt daher, auch zukünftig unbewirtschaftete Standorte exklusiv zu vergeben, jedoch benachbarte unbewirtschaftete Standorte möglichst unterschiedlichen Ladesäulenanbietern zuzuteilen. Durch eine exklusive Vergabe kann einerseits effizient in Infrastruktur investiert werden. Andererseits wird das Risiko reduziert, dass LKW auf ihrer Route für den Ladevorgang vollständig von einem einzelnen Anbieter abhängig sind.

363. Die letztendliche Marktkonzentration wird jedoch maßgeblich von der Anbieterstruktur an den bewirtschafteten Rastanlagen abhängen – und diese wiederum von der Entscheidung des OLG Düsseldorf. Der ungünstigste Fall für den wettbewerblichen Aufbau einer LKW-Ladeinfrastruktur wäre eine exklusive Zuständigkeit von Tank & Rast für alle Ladepunkte an bewirtschafteten Rastanlagen. Eine entsprechende Erweiterung der Konzession könnte regionale Marktkonzentrationen deutlich erhöhen und im Extremfall zu einer Monopolstellung auf bestimmten Routen führen. Eine Rücknahme der Konzessionserweiterung an die Tank & Rast oder

zumindest eine wettbewerbliche Ausschreibung dieser Standorte durch die Tank & Rast würden die Wettbewerbssituation im LKW-Ladeinfrastrukturmarkt erheblich verbessern (siehe Tz. 344 f.).

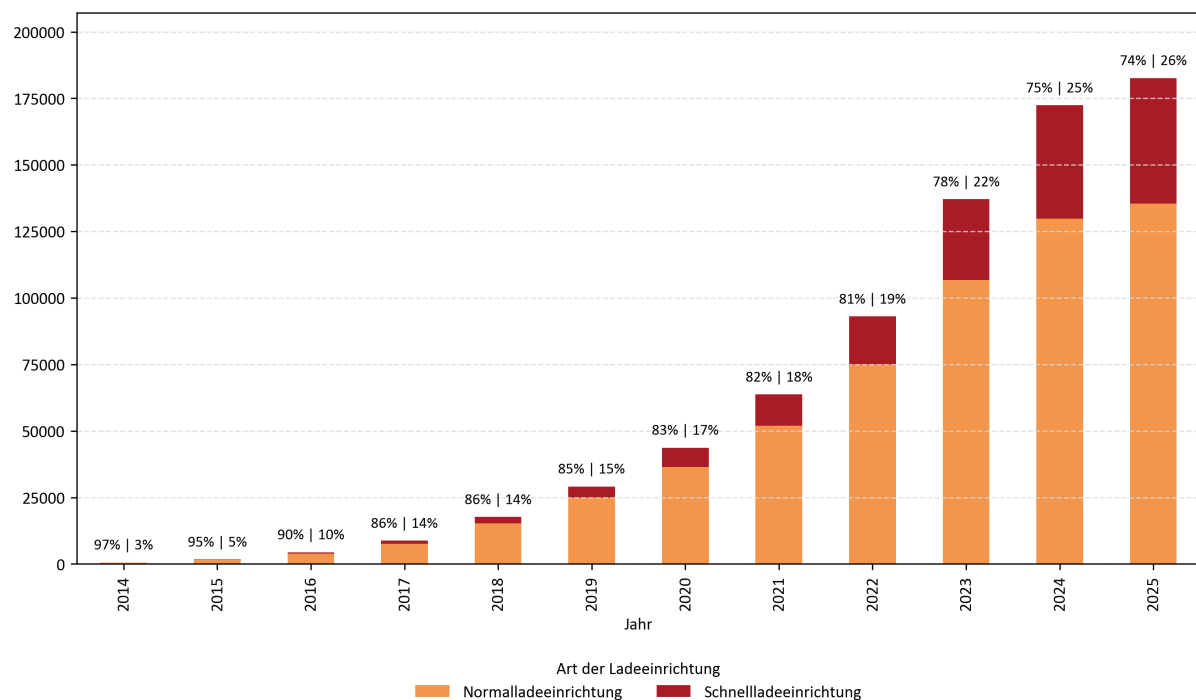
4.4 Stand und Entwicklung der Anbieterkonzentration

364. Die Monopolkommission hat bereits ab dem Jahr 2019 in ihren drei Sektorgutachten Energie die strukturellen Marktbedingungen von CPOs im Zusammenhang mit dem wettbewerbspolitischen Aufbau einer öffentlichen Ladeinfrastruktur für PKW untersucht. 2019 wurden in weiten Teilen Deutschlands regional marktbeherrschende Stellungen im Markt für den Betrieb öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur festgestellt. In den folgenden Analysen, insbesondere im Energiegutachten 2023, hat die Monopolkommission festgestellt, dass die Anbieterkonzentration zwar bundesweit zurückgeht, einzelne CPOs auf lokalen Märkten jedoch weiterhin über erhebliche Marktmacht verfügen (Monopolkommission, 2023). Zudem hat die Monopolkommission 2023 bei der Analyse von Ad-hoc-Preisen an öffentlich geförderten Ladepunkten festgestellt, dass eine höhere regionale Anbieterkonzentration mit höheren Preisen für Verbraucherinnen und Verbraucher zusammenhängen kann.

365. Wie in Abbildung 4.2 dargestellt, befindet sich der Markt für den Betrieb öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für PKW weiterhin auf einem dynamischen Ausbaupfad, der die Wettbewerbsverhältnisse beeinflusst. Während es im Jahr 2023 knapp über 130.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte in Deutschland gab, sind es Stand Juli 2025 nunmehr über 180.000. Der Zuwachs geht sowohl auf Normal- als auch auf Schnellladepunkte zurück. Der Anteil an Schnellladepunkten nimmt jedoch seit 2023 beständig zu, auch wenn die Geschwindigkeit des Zubaus abgenommen hat.

366. Angesichts der fortschreitenden Marktentwicklung führt die Monopolkommission die wettbewerbliche Analyse der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur in Deutschland fort. Die Grundlage ist die statistische Analyse auf CPO-Ebene, da deren regionale Marktmacht maßgebend für mögliche Beeinträchtigungen des Wettbewerbs ist. Hierzu verwendet die Monopolkommission wie im Sektorgutachten Energie 2023 das regelmäßig aktualisierte Ladesäulenregister (LSR) der Bundesnetzagentur.⁶⁵ Das LSR umfasst seit März 2016 errichtete öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur sowie freiwillig gemeldete Bestandsanlagen. Es enthält insbesondere Angaben zu Betreibern, Anzahl und Leistung aller Ladepunkte einer Ladesäule sowie deren Koordinaten, die die Monopolkommission zur Quantifizierung lokaler Wettbewerbsverhältnisse nutzt. Vor der Analyse der Wettbewerbsverhältnisse über die Anbieterkonzentration ist darzustellen, wie die Monopolkommission die relevanten Märkte bestimmt. Dabei wird ausdrücklich an die im Sektorgutachten Energie 2023 gewählte Marktdefinition angeknüpft, um die Wettbewerbsquantifizierung weiterhin auf einer vergleichbaren Grundlage vorzunehmen. Ergänzend werden aktuelle Entwicklungen in der Marktdefinition erläutert, insbesondere die Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts zur Ladeinfrastruktur.

⁶⁵ BNetzA (2025): Ladesäulenregister: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/Elektrizitaetund-Gas/E-Mobilitaet/Ladesaeulenkarte/start.html>

Abbildung 4.2: Anzahl von Ladepunkten in Deutschland, 2014-2025

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Ladesäulenregister (2025).

4.4.1 Marktabgrenzung

367. Die Marktabgrenzung dient im Kartellrecht der Bestimmung der Anbieter und Nachfrager, die tatsächlich im Wettbewerb miteinander stehen. Entscheidend ist die Identifikation sachlich und räumlich relevanter Märkte, innerhalb derer begrenzte Ausweichmöglichkeiten der Nachfrageseite zu Marktmacht der Angebotsseite und damit zu nachteiligen Marktergebnissen führen können. Für die Ladeinfrastruktur bedeutet dies, dass eingeschränkter Wettbewerb etwa höhere Preise oder schlechtere Konditionen nach sich ziehen kann. Kartellrechtliche Prüfungen erfolgen dabei meist zweistufig: Zunächst werden die relevanten Märkte sachlich und räumlich abgegrenzt, anschließend die Wettbewerbsverhältnisse auf diesen Märkten untersucht. Ausgangspunkt für die Marktabgrenzung bildet das sog. Bedarfsmarktkonzept, wonach Produkte demselben Markt zuzurechnen sind, wenn sie aus Sicht der jeweiligen Marktgegenseite – bei Absatzmärkten also aus Nachfragesicht – austauschbar sind.

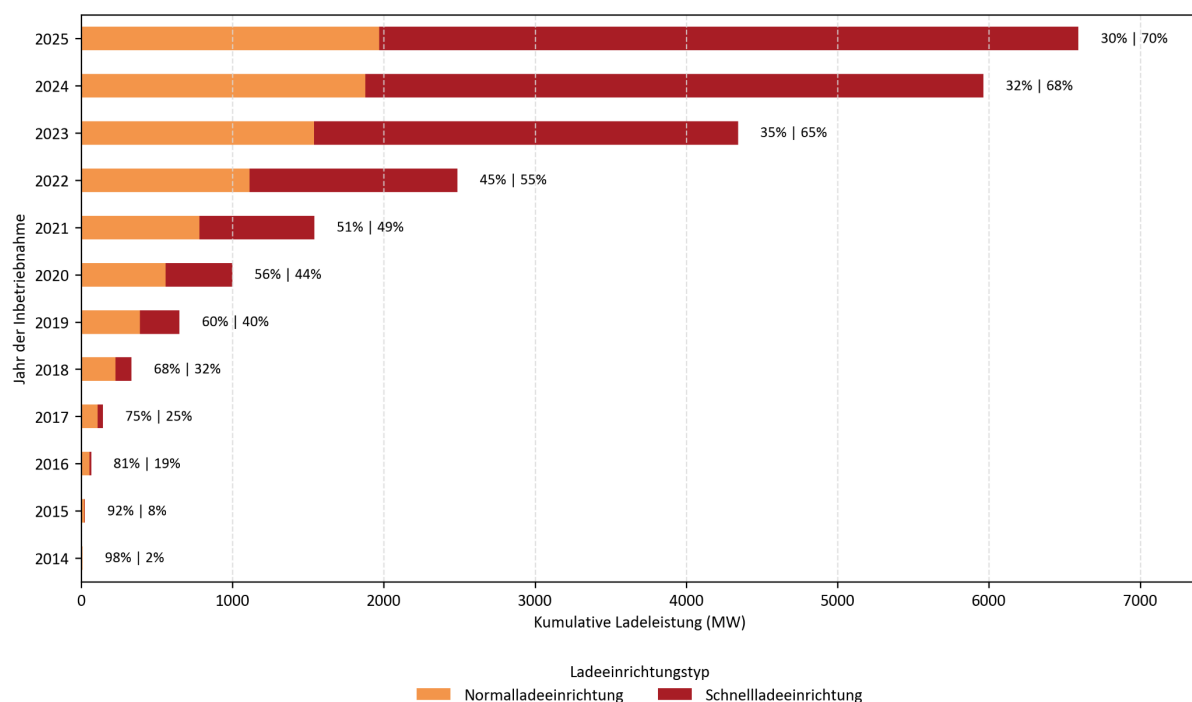
368. Die Monopolkommission hat insbesondere im Sektorgutachten Energie 2023 verschiedene Abgrenzungsansätze für den Betrieb öffentlicher Ladeinfrastruktur geprüft und entsprechende Märkte definiert. Die folgende Analyse baut auf dieser Marktdefinition auf, um Wettbewerbsverhältnisse vergleichbar darstellen zu können.

4.4.1.1 Sachliche Marktabgrenzung

369. Im Rahmen der sachlichen Marktabgrenzung sind private und öffentlich zugängliche⁶⁶ Ladeinfrastruktur voneinander zu trennen, da der Zugang zu betrieblicher Ladeinfrastruktur oder privaten Wallboxen beschränkt ist und damit keine Ausweichalternative für alle Verbraucherinnen und Verbraucher darstellt. Zudem unterliegen private und öffentlich zugängliche Ladeeinrichtungen unterschiedlichen rechtlichen Rahmenbedingungen. So gilt die Ladesäulenverordnung nur für öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur. Sowohl das Bundeskartellamt (2024, S. 54) als auch die Europäische Kommission (EU-Kommission, 2019/C 102/04, 17.09.2019, Tz. 181 ff.) unterscheiden in ihrer Fallpraxis private und öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur. Privates Laden spielt für einen großen Teil aller Verbraucherinnen und Verbraucher eine bedeutende Rolle, da das Laden in der Regel bequemer und im Preis pro kWh kostengünstiger stattfindet. Die NOW GmbH prognostiziert, dass bis 2030 der Anteil privater Ladevorgänge zwischen 76 und 88 Prozent liegen wird (NOW GmbH, 2020). Außerdem gilt unverändert, dass für die Marktabgrenzung nicht entscheidend ist, ob Ladepunkte auf öffentlichem oder privatem Grund errichtet sind. Damit zählen etwa Anlagen auf Supermarktparkplätzen oder in öffentlich zugänglichen Parkhäusern ebenso zu öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur.

370. Öffentlich zugängliche Ladesäulen werden typischerweise in verschiedene Ladeleistungskategorien unterteilt (siehe auch Monopolkommission, 2019). Ein Ladepunkt mit höherer Leistung kann ein Elektrofahrzeug mit gleicher Batteriekapazität deutlich schneller laden. Für die Entscheidung der Verbraucherinnen und Verbraucher ist diese Unterscheidung zentral. Wer beispielsweise lange Strecken fährt und unterwegs möglichst kurze Ladepausen einlegen möchte, bevorzugt Schnellladepunkte, während für Nutzerinnen und Nutzer mit überwiegendem Heim- oder Arbeitsplatzladen die Ladeleistung weniger entscheidend ist. Aus Nachfragesicht besteht außerdem tendenziell eine einseitige Substituierbarkeit, da zwar der an Normalladepunkten gedeckte Bedarf auch durch Schnellladepunkte erfüllt werden kann. Eine Substitution von Schnell- durch Normalladepunkte ist dagegen nur eingeschränkt möglich ist, etwa aufgrund deutlich längerer Ladezeiten (Monopolkommission, 2023, S. 112). Der vor 2023 bereits bestehende Trend, wonach Schnellladesäulen im Ausbau der Ladeinfrastruktur zunehmend errichtet werden und einen wachsenden Anteil an der insgesamt verfügbaren Ladeleistung bereitstellen, hat sich bis 2025 weiter verstetigt. Schnellladesäulen sind im Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur alle Ladesäulen mit einer maximalen Leistung über 22 kW.

⁶⁶ Ein Ladepunkt ist laut der Ladesäulenverordnung öffentlich zugänglich, wenn er sich entweder im öffentlichen Straßenraum oder auf privatem Grund befindet, sofern der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbarer Personenkreis tatsächlich befahren werden kann (§ 2 Nr. 5 Ladesäulenverordnung).

Abbildung 4.3: Kumulative Ladeleistung in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf LSR (2025). Schnellladeeinrichtung ab 22kW Nennleistung.

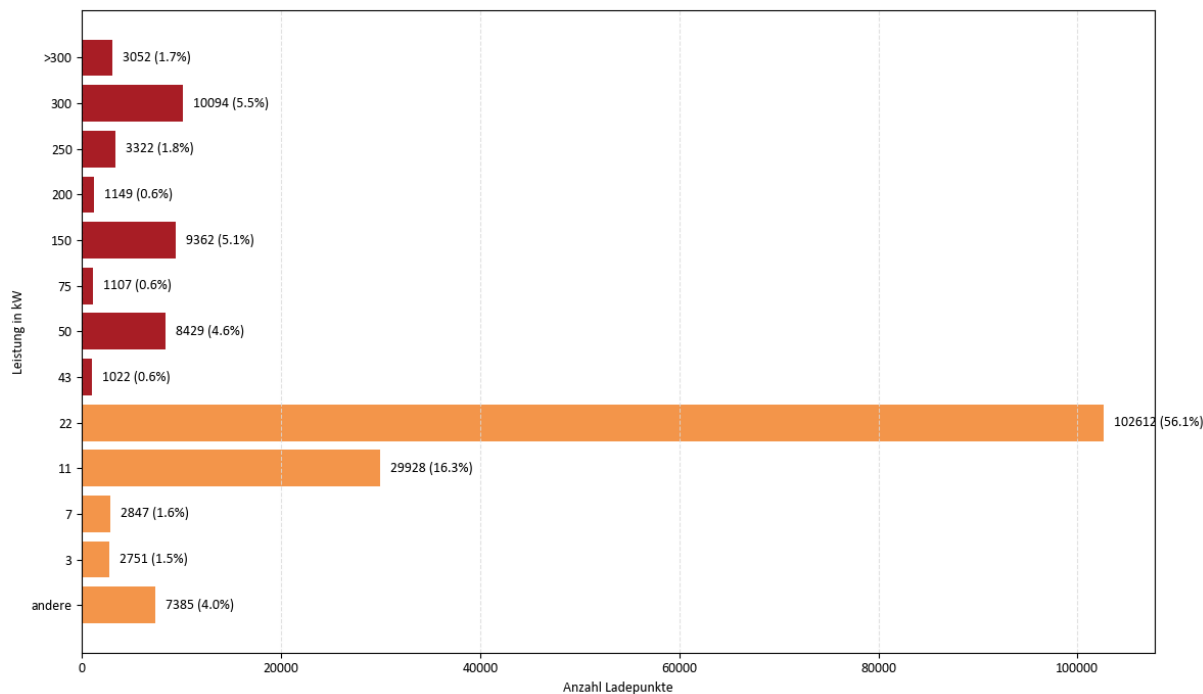
371. Abbildung 4.3 verdeutlicht, dass der Anteil der von Schnellladepunkten bereitgestellten Leistung an der Gesamtleistung seit 2019 kontinuierlich zunimmt. Im August 2025 entfielen rund 70 Prozent der insgesamt mehr als 6 GW bereitgestellten Ladeleistung an öffentlich zugänglichen Ladepunkten in Deutschland auf Schnellladepunkte.

372. Diese Entwicklung ist auch in der aktuellen Verteilung der am häufigsten vorkommenden Leistungsklassen von Ladepunkten in Deutschland zu erkennen. Während im Jahr 2023 Schnellladepunkte mit 300 kW und 150 kW maximaler Leistung noch 3,8 bzw. 3,3 Prozent aller Ladepunkte ausmachten, entfallen aktuell 5,5 Prozent auf 300 kW, 5,1 Prozent auf 150 kW und 4,6 Prozent auf Ladepunkte mit 50 kW. Auf der anderen Seite machen Normalladepunkte mit 22 kW nur noch 56 statt über 60 Prozent aller Ladepunkte aus. Wie aus der Verteilung der am häufigsten vorkommenden Leistungsklassen in Abbildung 4.4 zu erkennen ist, zeigen sich außerdem deutliche Häufungen für bestimmte Leistungskategorien: Bei den Schnellladepunkten entfallen rund 15 Prozent aller Ladepunkte auf die Leistungsklassen 300, 150 und 50 kW, während bei den Normalladepunkten die Klassen 22 kW und 11 kW mit zusammen etwa 70 Prozent dominieren.

373. Zuletzt ist in der sachlichen Marktabgrenzung eine Abgrenzung nach Standorttyp sinnvoll, zumindest zwischen Standorten an Bundesautobahnen und abseits von Bundesautobahnen (Bundeskartellamt, 2024, S. 58). Die Bedürfnisse von Verbraucherinnen und Verbrauchern unterscheiden sich je nach Standorttyp erheblich: Während im urbanen oder ländlichen Raum eher längere Ladezeiten in Kauf genommen werden, fallen auf Langstreckenfahrten höhere

Opportunitätskosten für Lade- und Suchzeiten an, was dort zu einer stärkeren Präferenz für unmittelbar an der Autobahn gelegene Ladepunkte führt.

Abbildung 4.4: Anzahl und Anteil von Ladepunkten nach Leistungsklasse (2025)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Ladesäulenregister (2025). Dargestellt sind alle Leistungskategorien, bei denen die Anzahl an Ladepunkten mehr als 0,5 Prozent der Gesamtheit ausmacht. Lediglich Ladesäulen über 300 kW Maximalleistung werden zusammengefasst angegeben.

374. Insgesamt ist es also für die sachliche Marktabgrenzung sinnvoll, zwischen privater und öffentlicher Ladeinfrastruktur, nach Leistungsklassen sowie nach Standorttyp zu differenzieren, da sich Zugang, Nutzungsmöglichkeiten und Verbraucherbedürfnisse jeweils deutlich unterscheiden. In Fortführung des Sektorgutachtens Energie 2023 wird auch 2025 für die Wettbewerbsanalyse ausschließlich die im Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur ausgewiesene öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur berücksichtigt, sodass private Ladeeinrichtungen unberücksichtigt bleiben. Differenziert wird dabei nach Standorttyp und Leistungsklassen. An Autobahnen werden ausschließlich Schnellladeeinrichtungen einbezogen, während abseits von Autobahnen zwischen Normal- und Schnellladepunkten unterschieden wird. Eine Unterkategorie der Schnellladepunkte bilden High Power Charger (HPC). Einen Überblick über alle sachlich relevanten Märkte gibt Tabelle 4.1.

Tabelle 4.1: Sachliche Marktabgrenzung von Ladepunkten

Markt	Standort	Leistung
Normalladepunkte	Abseits von Autobahnen	bis 22 kW
Schnellladepunkte	Abseits von Autobahnen	über 22 kW
HPC-Ladepunkte	Abseits von Autobahnen	ab 150 kW
Autobahnstandorte	Autobahn	über 22 kW

Anmerkung: Die vorliegende Marktdefinition unterscheidet sich von der Abgrenzung des Bundeskartellamts, wie sie in der Sektoruntersuchung sowie im Verfahren B8-134/21 als „denkbar“ dargelegt wurde. Die Unterschiede fallen jedoch nur wenig ins Gewicht, da die abweichenden Gruppen im Ladesäulenregister nur einen geringen Anteil ausmachen. Es wird daher die Abgrenzung des Sektorgutachtens Energie 2023 verwendet, um die Analyse heute vergleichbar nachstellen zu können.

4.4.1.2 Räumliche Marktabgrenzung

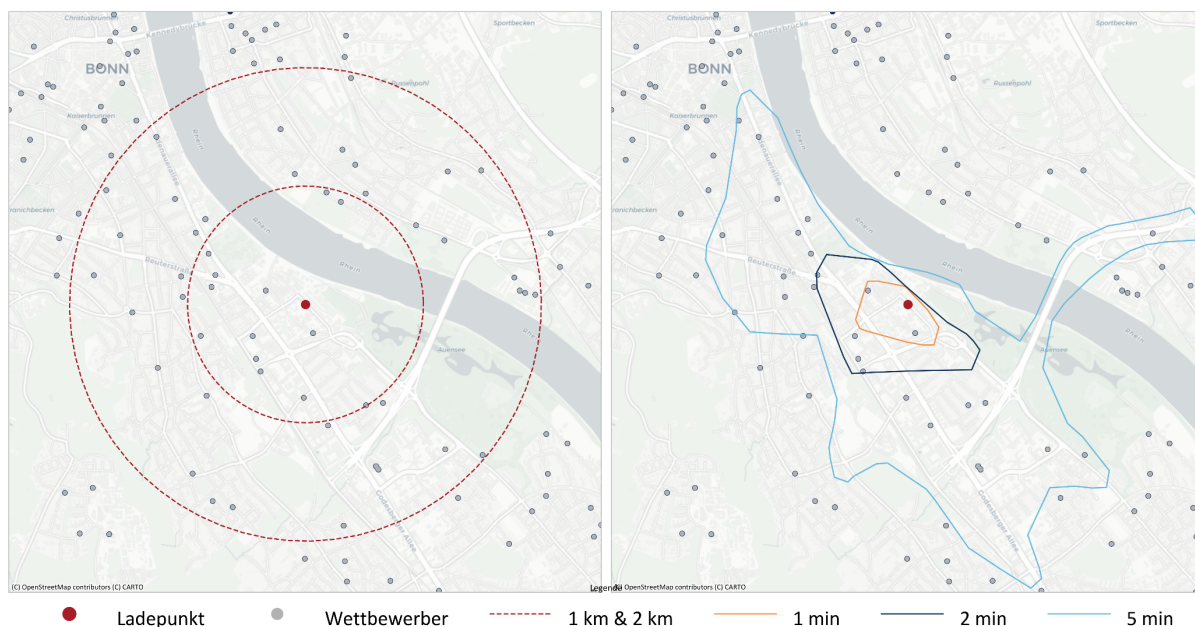
375. Zur räumlichen Marktabgrenzung der Märkte für den Betrieb öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur liegt zwar bereits Fallpraxis des Bundeskartellamts vor, eine abschließende Festlegung besteht jedoch auch nach der Sektoruntersuchung Ladeinfrastruktur nicht (Bundeskartellamt, B8-134/21, 30.09.2022). Die Abgrenzung hängt vielmehr von den konkreten Umständen des Einzelfalls ab (Bundeskartellamt, 2024, S. 61). Die Bestimmung des räumlich relevanten Marktes ließe sich am besten durch empirische Daten zum tatsächlichen Verhalten der Verbraucherinnen und Verbraucher vornehmen, da diese die konkreten Umstände am zuverlässigsten abbilden würden. Solche Daten sind derzeit nicht öffentlich verfügbar, könnten aber etwa aus Nutzungsdaten von Vergleichs- oder Navigationsapps gewonnen werden. Da das tatsächliche Verhalten von Verbraucherinnen und Verbrauchern für Wettbewerbsbehörden nicht beobachtbar ist, stützt sich die räumliche Marktabgrenzung bislang auf allgemeinere, näherungsweise geeignete Kategorien. Im Verfahren B8-134/21 nutzt das Bundeskartellamt zum Beispiel für Normalladepunkte alternative Betrachtungen mit Distanzradien von ein bis vier Kilometern um den jeweiligen Ladepunkt. Für Schnellladepunkte abseits der Autobahn ist das Bundeskartellamt von einem Radius von bis zu 20 km als möglicher Marktabgrenzung ausgegangen. Für Autobahnstandorte wurde schließlich eine streckenbezogene Marktabgrenzung von 50-60 km in Fahrtrichtung herangezogen.⁶⁷ Es ist anzumerken, dass die räumliche Marktabgrenzung im Kontext des Verfahrens vor allem in verstädterten Gebieten erfolgt, sodass die spezifische räumliche Marktabgrenzung nicht ohne Weiteres repräsentativ für eine empirische Analyse der bundesweiten Wettbewerbsverhältnisse ist.

⁶⁷ Dies basiert auf einer Analyse der Europäischen Kommission, in der als zusätzliche Bedingung eingeschränkt wird, dass kein anderer Wettbewerber einen näheren Standort betreibt (EU-Kommission, 2019/C 102/04, 17.09.2019, Tz. 216, 379).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

376. Die Monopolkommission legt in der empirischen Analyse des Marktes für den Betrieb öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur in Deutschland weiterhin die räumliche Marktdefinition aus dem Sektorgutachten Energie 2023 zugrunde. Dabei wird für alle Märkte eine Abgrenzung anhand sog. Fahrzeitisochronen⁶⁸ um den jeweiligen Ladepunkt vorgenommen. Fahrzeitisochronen erfassen die räumliche Wettbewerbssituation genauer als Radien in Kilometern, da sie neben der reinen Entfernung auch Faktoren wie die Verkehrsdichte, die Struktur des Straßennetzes und topographische Gegebenheiten berücksichtigen und somit die tatsächliche Erreichbarkeit von Ladepunkten aus Sicht der Nutzerinnen und Nutzer realitätsnäher abbilden. Abbildung 4.5 verdeutlicht dies exemplarisch. Für den Ladepunkt vor der Geschäftsstelle der Monopolkommission wird auf Basis des Ladesäulenregisters vom August 2025 die räumliche Marktdefinition anhand von Fahrzeitisochronen und Luftliniendistanzen gegenübergestellt. Der Rhein ist hier ein topographisches Hindernis, spielt aber für die räumliche Marktabgrenzung nur bei Einbezug der Fahrzeit eine Rolle.

Abbildung 4.5: Vergleich von Luftliniendistanz und Fahrzeitisochronen für die räumliche Marktdefinition



Quelle: Bundesnetzagentur; BKG Routing Schnittstelle (Web ORS); Geodaten von OpenStreetMap (OdbL); Eigene Darstellung und Berechnung.

377. Insgesamt wird für Märkte abseits der Autobahn ein Radius von 15 Minuten Fahrzeit für Normal- und Schnellladepunkte angenommen, was im Mittel je nach Siedlungstyp einer Fahrdistanz zwischen fünf (Großstadt) und acht (dünn besiedelter ländlicher Kreis) Kilometern ent-

⁶⁸ Fahrzeitisochronen sind Flächen, die alle Punkte umfassen, die innerhalb einer bestimmten Fahrzeit von einem Startpunkt aus erreichbar sind.

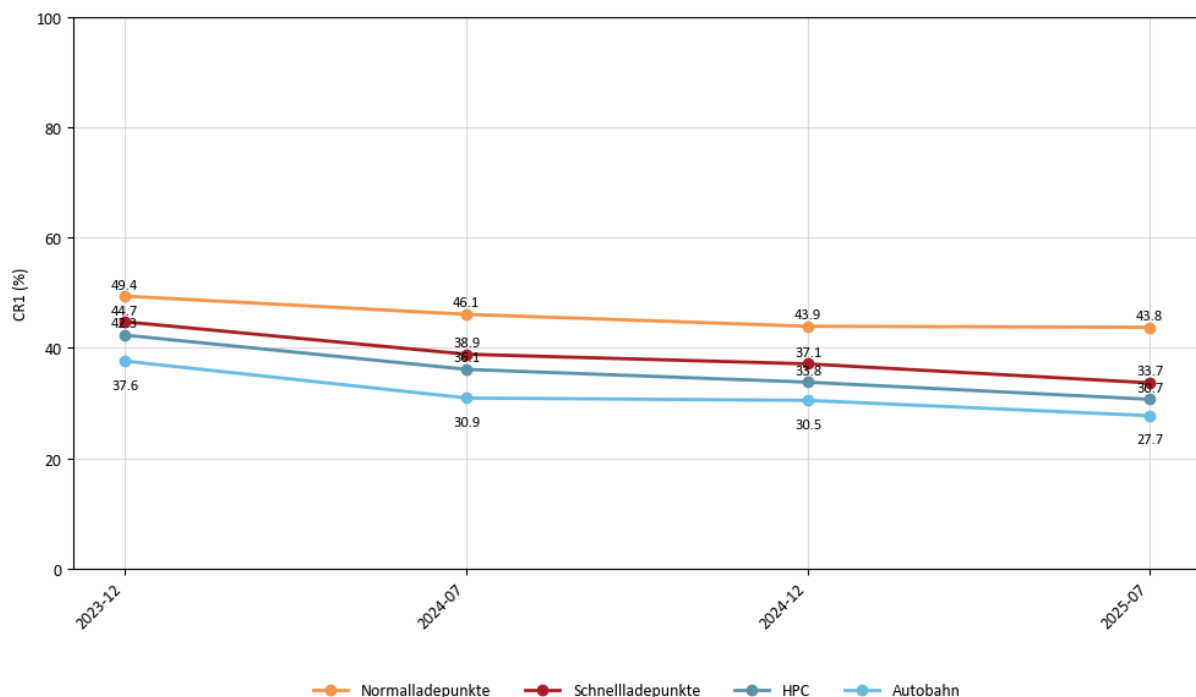
spricht (Monopolkommission, 2023, S. 117). Im Autobahnmarkt wird ein deutlich weiterer Radius von 30 Minuten zugrunde gelegt. Auch für den HPC-Markt wird ein Radius von 30 Minuten unterstellt, da Verbraucherinnen und Verbraucher mit einer Präferenz für besonders schnelles Laden längere Anfahrtswege akzeptieren.

4.4.2 Anbieterkonzentration nimmt bundesweit weiter ab

378. Wie im Sektorgutachten Energie 2023 misst die Monopolkommission den Wettbewerb auf lokalen Ladesäulenmärkten anhand des Grades der Ausweichealternativen, die Verbraucherinnen und Verbrauchern innerhalb des definierten Marktes offenstehen. Falls der jeweilige lokale Markt stark konzentriert ist, stehen weniger Ausweichealternativen zur Verfügung und der betreffende Anbieter hat potenziell die Möglichkeit, Preise oberhalb eines wettbewerblichen Niveaus durchzusetzen. Die den Analysen zugrundeliegende Datenaufbereitung wird in Anhang B genauer dargestellt.

379. Die Konzentration auf lokalen Märkten wird mithilfe der Konzentrationsrate CR_1 berechnet, die angibt, welcher Anteil der Ladepunkte im definierten Markt vom jeweils größten Betreiber beherrscht wird. Die Monopolkommission knüpft damit methodisch an das Sektorgutachten Energie 2023 an. Da hier eine aggregierte bundesweite Betrachtung stattfindet, werden Durchschnittswerte aller definierten Märkte abgebildet.

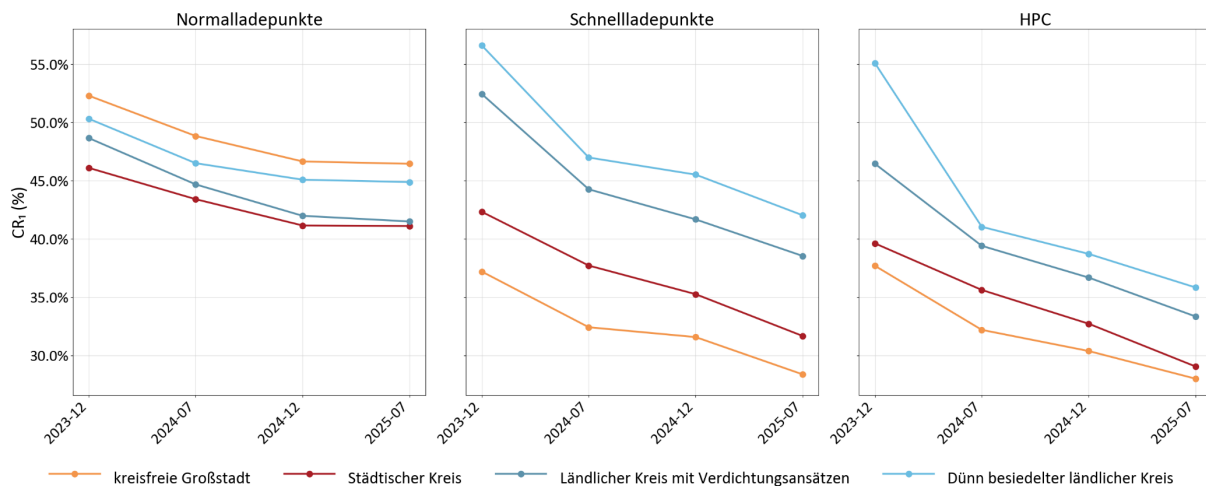
Abbildung 4.6: Entwicklung der Marktkonzentration, 2023-2025



380. Abbildung 4.6 zeigt deutlich, dass der Rückgang der durchschnittlichen Konzentrationsrate, der im Sektorgutachten Energie 2023 festgestellt wurde, bis August 2025 über alle Märkte anhält. In allen betrachteten Märkten liegt der Rückgang der aggregierten Konzentrationsrate zwischen sechs und elf Prozentpunkten. Im Durchschnitt kontrolliert an einer Normalladesäule

ein einzelner CPO über 40 Prozent aller alternativen Ladepunkte im definierten marktlichen Umkreis von 15 Fahrminuten. Für Schnellladepunkte, HPC- und Autobahnstandorte kontrolliert ein einzelner CPO etwa ein Drittel aller Ausweichalternativen innerhalb des definierten Marktes. Auffällig ist außerdem, dass die Konzentrationsrate bei Schnelllade-, HPC – und Autobahnmarkt zwischen Dezember 2023 und August 2025 stärker abnimmt als im Normallademerk.

Abbildung 4.7: Konzentrationsentwicklung nach Siedlungsstrukturtyp, 2023–2025

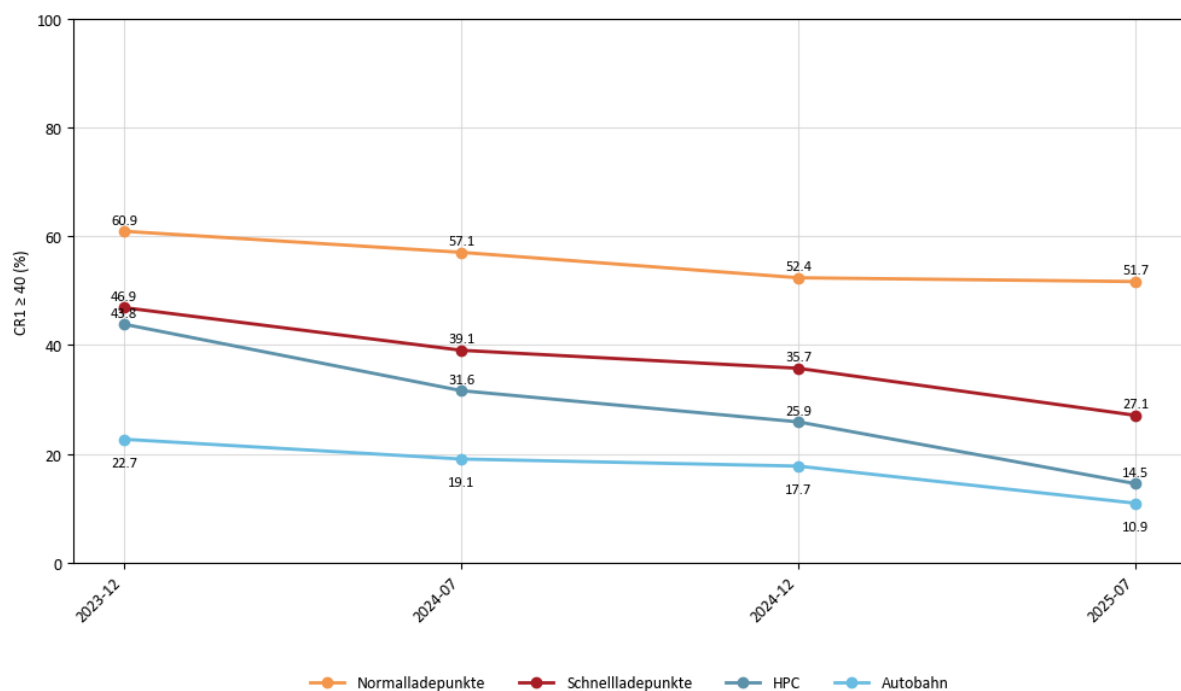


381. Dies hängt insbesondere mit dem starken Fokus auf Ladeeinrichtungen mit höherer Nennleistung (siehe Abbildung 4.3 sowie Abbildung 4.4) beim Ausbau der Ladeinfrastruktur zusammen. Diese Beobachtung wird bei einer detaillierten Betrachtung der einzelnen Märkte deutlicher. Abbildung 4.7 stellt die Entwicklung der Konzentrationsraten für vier verschiedene Siedlungsstrukturtypen dar, die das Bundesamt für Bau-, Stadt-, und Raumforschung definiert hat. Alle Gebiete in Deutschland werden demnach in eine der folgenden Kategorien eingeteilt: kreisfreie Großstädte, städtische Kreise, ländliche Kreise mit Verdichtungsansätzen sowie dünn besiedelte ländliche Kreise. Da anzunehmen ist, dass die Siedlungsstruktur nur eine bedingte Rolle für den Autobahnmarkt spielt, wird dieser hier nicht dargestellt. Über alle betrachteten Märkte ist zunächst ein signifikanter Rückgang der Konzentrationsrate CR_1 über die gesamte Periode zu dokumentieren. In sämtlichen Märkten und über alle Siedlungsstrukturtypen hinweg fällt jede nachfolgende Beobachtung der Konzentrationsrate niedriger aus als die vorherige. Der Trend in der Abnahme der Konzentrationsrate unterscheidet sich jedoch stark zwischen Märkten. Im Normallademerk zeigt sich mit einem Rückgang von rund fünf Prozent in allen Siedlungsstrukturtypen die geringste Veränderung der Marktmacht. Dies lässt sich durch die bereits hohe und gleichmäßige räumliche Abdeckung des Bundesgebietes mit Normalladepunkten erklären. Zudem werden im Vergleich zum Bestand vergleichsweise wenig neue Ladesäulen zugebaut. Anders verhält es sich allerdings im Schnelllade- und HPC-Markt. Es ist jeweils ein starker Rückgang der Konzentrationsrate zu erkennen, besonders für ländliche Kreise mit Verdichtungsansätzen und dünn besiedelte ländliche Kreise. Hier gab es über den Betrachtungszeitraum die geringste Dichte an Ladepunkten und damit auch vergleichsweise hohes Potenzial für eine sinkende Konzentration. Etwa für HPC-Ladepunkte in dünn besiedelten ländli-

chen Kreisen ist eine Reduktion der Konzentrationsrate um nahezu 20 Prozent über den betrachteten Zeitraum zu verzeichnen. Insgesamt reflektiert die detaillierte Betrachtung der Konzentrationsrate nach Siedlungsstrukturtyp also den stetigen Ausbau der Ladeinfrastruktur in Deutschland, vor allem für Ladepunkte mit höherer Nennleistung in weniger dicht besiedelten Gebieten.

382. Als weitere Perspektive auf Marktmacht von CPOs in regionalen Märkten wird nun für die Periode Dezember 2023 bis August 2025 aggregiert dargestellt, in wie vielen lokalen Märkten der jeweils größte Anbieter einen Anteil aller Ladepunkte betreibt, der oberhalb der kartellrechtlichen Schwelle zur Marktbeherrschungsvermutung liegt. Abbildung 4.8 zeigt den entsprechenden Anteil aller Märkte, in denen mehr als 40 Prozent der Ladepunkte vom größten CPO betrieben werden – gemessen am Marktanteil. Die Darstellung ist erneut nach Märkten für Normal-, Schnell-, HPC- und Autobahnladepunkte getrennt. Auch in dieser Darstellung ist ersichtlich, dass die Marktdominanz in allen Märkten über die Betrachtungsperiode – zumindest bundesweit aggregiert – abnimmt. Dabei bleibt über die Zeit der Markt für Normalladepunkte am stärksten vom jeweils größten CPO dominiert, gefolgt von Schnell-, HPC- und Autobahnmärkten. Der Rückgang der Marktdominanz fällt bei HPC-Ladepunkten am stärksten und bei Normalladepunkten am geringsten aus. Dies verdeutlicht aus einer weiteren Perspektive, dass insbesondere der Ausbau von Ladepunkten mit hoher Leistung einen wettbewerbsfördernden Einfluss auf die Marktmacht hat.

Abbildung 4.8: Entwicklung der Marktdominanz, 2023-2025



Anmerkung: Dargestellt ist der prozentuale Anteil der jeweiligen Märkte, in denen der größte Anbieter über 40 Prozent aller Ladepunkte kontrolliert. Quellen: Bundesnetzagentur; BKG; eigene Berechnungen und Darstellung.

383. Insgesamt zeigt sich also bei aggregierter bundesweiter Betrachtung der definierten Märkte für Normal-, Schnell-, HPC- und Autobahnladepunkte ein gleichmäßiger, fortschreitender Rückgang der Konzentrationsrate CR_1 mit Heterogenität bei der Betrachtung unterschiedlicher Siedlungsstrukturen. Dies gilt auch für die aggregierte Entwicklung der Marktdominanz über alle Märkte zwischen 2023 und 2025. Allerdings bietet diese aggregierte Querschnittsbetrachtung lediglich eine Einschätzung aus einer Vogelperspektive. Sie erlaubt zwar Aussagen über die Entwicklung des Gesamtmarktes, verdeckt jedoch die teils erhebliche lokale Heterogenität. Im folgenden Abschnitt wird daher gezeigt, dass trotz des insgesamt rückläufigen Konzentrations- und Marktdominanzniveaus weiterhin Märkte existieren, die klar von einzelnen Anbietern dominiert werden.

4.4.3 Anhaltende regionale Dominanz einzelner Anbieter – besonders auf Autobahnen

384. Mit der oben beschriebenen Methodik ist es auch möglich, Entwicklungen in einzelnen lokalen Märkten zu verfolgen. Aufbauend auf das Energiegutachten 2023 präsentiert Tabelle 4.2 einen Überblick über die zehn marktmächtigsten Betreiber unter den jeweils größten CPOs im Markt. Bei Normalladepunkten besteht die Tendenz dazu, dass kommunale Versorger lokal über sehr hohe Marktanteile verfügen. So hält die Stromnetz Hamburg GmbH – ähnlich wie bereits 2023 – an 96,5 Prozent ihrer Standorte mehr als 40 Prozent des relevanten Marktes. Im Schnelllademarkt verfügen die Top-10-marktmächtigsten Betreiber insgesamt über deutlich geringere Marktanteile. Besonders auffällig ist der Markt für Autobahnladepunkte. Hier ist (siehe Abbildung 4.6 und Abbildung 4.8) im bundesweit aggregierten Bild sowohl die Konzentrationsrate als auch der prozentuale Anteil der Märkte, in denen der größte Anbieter mehr als 40 Prozent der Ausweichalternativen kontrolliert, im Vergleich am niedrigsten. Allerdings geht aus Tabelle 4.2 die extreme Dominanz einzelner Anbieter hervor, da einige CPOs über mehr als 40 Prozent Marktanteil an allen ihren Standorten verfügen. Unter diesen Anbietern ist auch die Autobahn Tank & Rast GmbH, die einen überwiegenden Anteil aller bewirtschafteten Rasthöfe in Deutschland kontrolliert. Zudem ist das Gefälle hinsichtlich Marktmacht sogar unter den Top-10-CPOs beträchtlich, da der letzte gelistete CPO hier lediglich in 20 Prozent der Märkte über 40 Prozent Marktanteil besitzt. Im HPC-Lademarkt ist das Gefälle ähnlich, wenn auch nicht gleich stark ausgeprägt.

Tabelle 4.2: Top-10-dominante CPOs im Normal- und Schnelllademarkt

Normallade- punkte			Schnelllade- punkte			Autobahn			HPC		
CPO	>40%		CPO	>40%		CPO	>40%		CPO	>40%	
Energieservice Rhein-Main GmbH	98.2		SachsenEnergie AG	84.6		Autostrom plus GmbH	100.0		TotalEnergies Charging Solutions Deutschland GmbH	100.0	
Volkswagen AG – Werk Wolfsburg	97.8		MER Germany	69.9		Couche-Tard Deutschland GmbH & Co.KG	100.0		TEAG Mobil GmbH	91.8	
Stromnetz Hamburg GmbH	96.5		enercity AG	67.2		Autobahn Tank & Rast GmbH	100.0		PS Bioenergie GmbH & Co. KG	80.0	
Stadtwerke Düsseldorf AG	94.2		Numbat GmbH	60.0		GreenCharge GmbH	100.0		Fastned Deutschland GmbH & Co. KG	66.7	
REWAG KG	92.1		Stromnetz Hamburg GmbH	58.9		TotalEnergies Charging Solutions	66.7		MER Germany	62.5	
SWD AG	91.2		TEAG Mobil GmbH	58.6		Circle K Deutschland GmbH	48.2		Numbat GmbH	56.6	
Hamburger Energiewerke Mobil GmbH	90.7		Mer Germany GmbH	51.0		Fastned Deutschland GmbH & Co. KG	33.3		EWE Go GmbH	49.5	
ESWE Versorgungs AG	89.9		Kaufland	50.8		TotalEnergies	30.0		Citywatt GmbH	42.8	
enercity AG	88.2		EWE Go GmbH	37.4		EnBW mobility+ AG und Co.KG	24.0		Circle K Deutschland GmbH	37.9	
Entega Plus GmbH	87.6		E.ON Drive GmbH	37.1		MER Germany	20.0		Allego GmbH	36.1	

Anmerkung: CPO-Namen wie im Ladesäulenregister aufgeführt. Ausgewählt wurden je Markt die zehn CPOs mit dem höchsten Anteil ihrer lokalen Märkte, in denen sie mehr als 40 Prozent der relevanten Ladepunkte kontrollieren. Dazu wurden nur die 30 größten CPOs gemessen an der Anzahl ihrer Standorte im jeweiligen Markt betrachtet. Da die Marktkonzentration auf lokalen Märkten und nicht z. B. Deutschlandweit angegeben wird, können auch mehrere Anbieter je Kategorie im Großteil ihrer lokalen Märkte die 40-Prozent-Schwelle überschreiten. Informationsstand: August 2025.

4.5 Hohe Marktkonzentration korreliert mit höheren Preisen

385. Die empirische Analyse aus Kapitel 4.4 stützt sich auf eine aggregierte Betrachtung der Konzentration in den einzelnen Märkten. Höhere Konzentrationsraten sind dabei ein Indiz für schwächeren Anbieterwettbewerb, der theoretisch langfristig zu schlechteren Bedingungen für Verbraucherinnen und Verbrauchern führen kann. Umgekehrt kann eine sinkende Anbieterkonzentration zur Konsumentenwohlfahrt beitragen, etwa wenn Preise an Ladepunkten durch

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

steigenden Wettbewerb sinken. Im folgenden Abschnitt wird untersucht, ob eine erhöhte Konzentration bei Anbietern tatsächlich mit höheren Preisen an Ladesäulen verbunden ist. Hierzu hat die NOW GmbH der Monopolkommission einen detaillierten Datensatz mit halbjährlichen Beobachtungen zu Ad-hoc-Preisen aller öffentlich geförderten Ladepunkte in Deutschland zur Verfügung gestellt. Der Beobachtungszeitraum umfasst Dezember 2022 bis April 2025. Die bundeseigene NOW GmbH ist für die Umsetzung und Koordination von Förderprogrammen im Bereich nachhaltiger Mobilität und Energieversorgung verantwortlich. Dazu zählt auch der geförderte Ausbau öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur. Betreiber geförderter Ladepunkte sind im Gegenzug verpflichtet, in regelmäßigen Abständen Betriebsdaten zu übermitteln, die als Grundlage für die hier verwendeten Preisdaten dienen.

386. Tabelle 4.3 zeigt die Entwicklung der Anzahl von Ad-hoc-Preisbeobachtungen für Ladepunkte zu sechs Stichtagen zwischen Dezember 2022 und April 2025. Dabei wird zwischen Normalladepunkten und Schnellladepunkten unterschieden sowie die Gesamtsumme angegeben. Insgesamt ist ein kontinuierlicher Anstieg in beiden Kategorien erkennbar: von 15.531 Preisbeobachtungen bei Normalladepunkten und 3.432 bei Schnellladepunkten im Dezember 2022 auf 28.058 bzw. 7.577 im April 2025. Über den gesamten Zeitraum summieren sich die Werte auf 134.634 Preisbeobachtungen zu Normalladepunkten, 30.085 zu Schnellladepunkten und 164.719 zu Ladepunkten insgesamt. Damit ergibt sich pro Beobachtungszeitpunkt eine Abdeckung aller Ladepunkte in Deutschland von etwa 20 Prozent.

Tabelle 4.3: Übersicht der Ad-hoc-Preisdaten

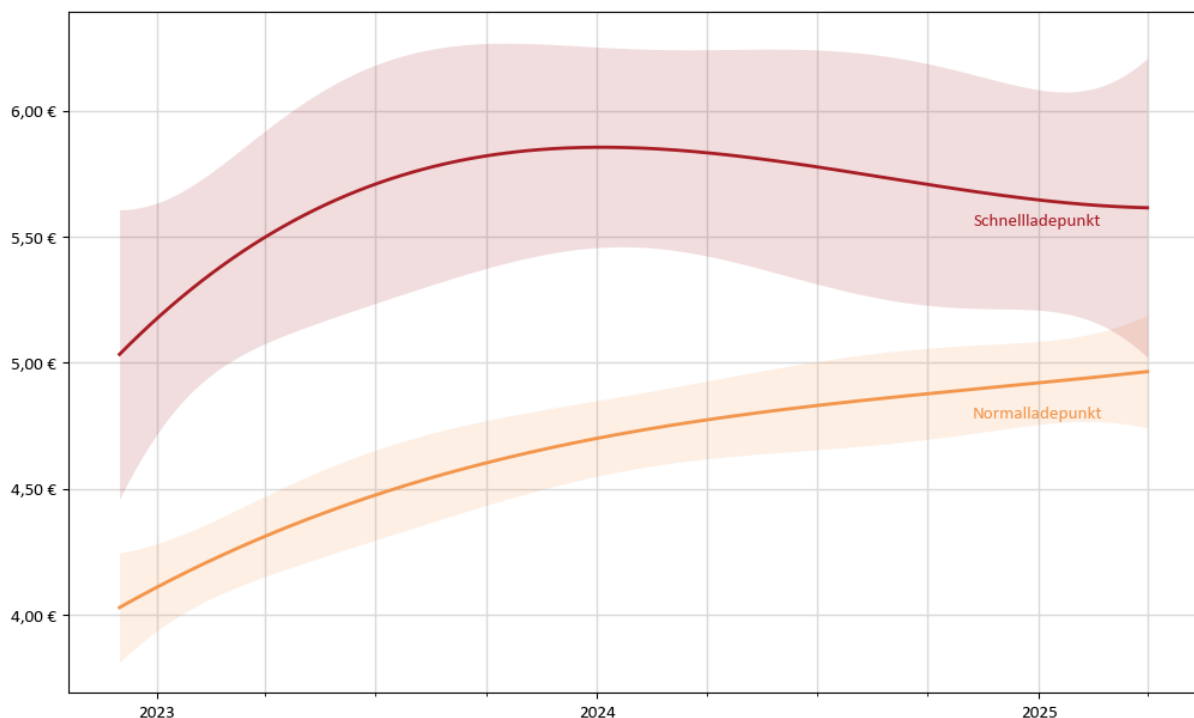
Stichtag	Normalladepunkte	Schnellladepunkte	Gesamt
01.12.2022	15.531	3.432	18.963
01.04.2023	18.093	3.847	21.940
01.10.2023	21.126	4.226	25.352
01.04.2024	24.808	5.192	30.000
01.10.2024	27.018	5.811	32.829
01.04.2025	28.058	7.577	35.635
Summe	134.634	30.085	164.719

Quelle: NOW GmbH.

387. Es ist wichtig zu beachten, dass die Ad-hoc-Preise anonymisiert sind und deshalb nicht ohne Weiteres einzelnen Ladesäulen aus dem LSR, und damit ihren Betreibern, zuzuordnen

sind. Eine regionale Verortung ist jedoch über angegebene Koordinaten möglich. Zudem handelt es sich bei den Ad-hoc-Preisdaten um eine eingeschränkte und nicht repräsentative Stichprobe aller Ladesäulen, da nur öffentlich geförderte Ladesäulen diese melden. Ad-hoc-Preise setzen sich anbieterabhängig aus verschiedenen Komponenten zusammen. Diese können eine Pauschale je Ladevorgang umfassen, einen Arbeitspreis je geladener Kilowattstunde und eine Gebühr für bestimmte Ladezeiteinheiten. Deshalb erfordert die Analyse der Ad-hoc-Preise zusätzlich eine Annahme über den Energieverbrauch pro Ladevorgang, aus dem sich ein durchschnittlicher Preis pro Ladevorgang ergibt. Stand August 2025 – also noch vor der vollständigen Umsetzung der Preistransparenzvorgaben aus der AFIR-Regulierung – ist dieses Vorgehen unter den vorhandenen Daten das bestmögliche. Es erlaubt den möglichst genauen empirischen Bezug zwischen Ad-hoc-Preisen und Marktkonzentration. Dieser Umstand verdeutlicht auch, wie wichtig eine bessere Datenlage ist, um eine präzise Analyse des Wettbewerbsstands zu ermöglichen.

Abbildung 4.9: Entwicklung der Ad-hoc-Ladepreise geförderter Ladepunkte, 2023-2025



Anmerkung: Annahme eines Ladevorgangs von 10 kWh. Die dargestellten Kurven zeigen entsprechend den geschätzten mittleren Preistrend je Ladepunkttyp auf Basis eines kubischen Splines. Der schattierte Bereich markiert das 95 Prozent-Konfidenzintervall der Schätzung.

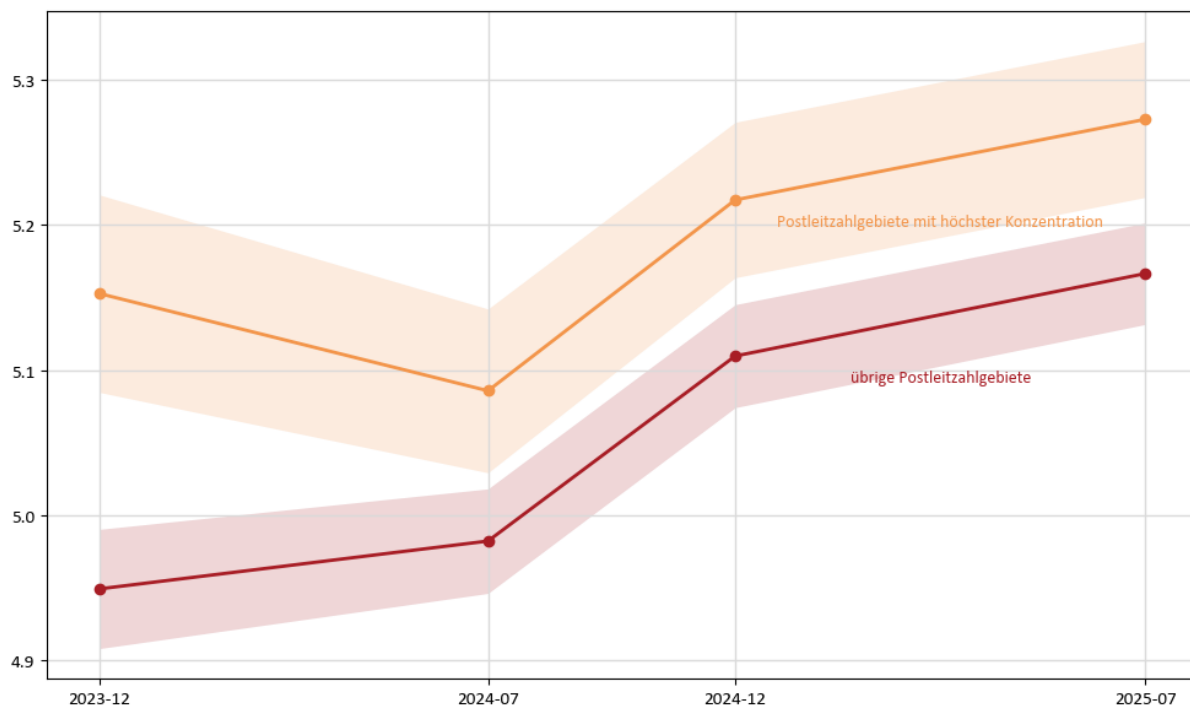
388. Abbildung 4.9 zeigt den Trend durchschnittlicher Ad-hoc-Preise aller öffentlich geförderter Ladepunkte in Deutschland zwischen 2023 und 2025 für einen Ladevorgang von 10 kWh.⁶⁹ Schnellladepunkte weisen über den Beobachtungszeitraum signifikant höhere Preise als Normalladepunkte auf. Sowohl für Schnellladepunkte als auch für Normalladepunkte ist 2024 ein

⁶⁹ Die Monopolkommission hat im Sektorgutachten Energie 2023 einen durchschnittlichen Ladevorgang von 10 kWh angenommen.

steigender Trend zu verzeichnen. Im Jahr 2025 steigen die Preise an Normalladepunkten schwächer als zuvor, an Schnelladepunkten ist sogar ein leicht abfallender Preistrend ersichtlich.

389. Für die Analyse des Zusammenhangs zwischen Ad-hoc-Preisen und Marktkonzentration werden die im LSR berechneten Konzentrationsraten mit den Ad-hoc-Preisdaten über die Zeit zusammengeführt. Eine Verknüpfung auf Ebene einzelner Ladepunkte ist nicht möglich, da deren Identifikationsnummern sich in den Datensätzen unterscheiden und weder Adress- noch Koordinatenangaben eine eindeutige Zuordnung erlauben. Die kleinste gemeinsame Gebiets-einheit, die in beiden Datensätzen konsistent vorliegt, ist die Postleitzahl. Auf dieser Ebene wird der Vergleich für Normalladesäulen durchgeführt, da für Schnellladesäulen eine verhältnismäßig geringe Anzahl an Beobachtungen vorliegt. Zugleich orientiert sich diese Abgrenzung am Sektorgutachten Energie 2023. Den Konzentrationsraten wird auf Postleitzahlebene der jeweils zeitlich unmittelbar davor liegende durchschnittliche Ad-hoc-Preis für einen Ladevorgang von 10 kWh zugeordnet. Abbildung 4.10 zeigt den Zusammenhang von durchschnittlichen Ad-hoc-Preisen und Konzentrationsraten auf Postleitzahlebene. Postleitzahlgebiete mit einer Konzentrationsrate oberhalb des 75. Perzentils aller Gebiete sind demnach getrennt von den übrigen Postleitzahlgebieten aufgeführt.

Abbildung 4.10: Entwicklung der Ad-hoc-Preise abhängig von Marktkonzentration, 2023-2025



Anmerkung: Die mit dem orangefarbenen Trend dargestellten Postleitzahlgebiete weisen im Analysezeitraum eine durchschnittliche Konzentrationsrate oberhalb des 75. Perzentils aller Gebiete auf. Der rote Trend steht für die übrigen Postleitzahlgebiete. Die transparenten Bereiche bilden 90 Prozent-Konfidenzintervalle ab. Quelle: NOW GmbH; Bundesnetzagentur; BKG; Eigene Berechnungen und Darstellung.

390. Abbildung 4.10 zeigt über den gesamten Betrachtungshorizont einen signifikanten Unterschied zwischen der Entwicklung von Ad-hoc-Preisen in Postleitzahlgebieten mit einer Marktkonzentration oberhalb des 75 Prozent-Perzentils und allen übrigen Postleitzahlgebieten. Der Unterschied nimmt aufgrund eines leichten Rückgangs von Ad-hoc-Preisen in hoch konzentrierten Gebieten Anfang bis Mitte 2024 ab. Insgesamt bleibt aber der bereits im Sektorgutachten Energie 2023 festgestellte Preisunterschied zwischen Gebieten mit hoher und niedriger Anbieterkonzentration weiterhin beobachtbar. Die Ergebnisse sind also weiterhin ein Indiz dafür, dass eine hohe Anbieterkonzentration im Markt für Ladeinfrastruktur in Deutschland mit höheren Preisen für Verbraucherinnen und Verbrauchern einhergehen kann.

391. Die vorliegende Analyse liefert wertvolle Erkenntnisse, deren Reichweite jedoch durch bestehende Datenrestriktionen eingeschränkt ist. Zum einen weist der Preisdatenbestand eine geringe Abdeckung auf und lässt sich nicht exakt mit den Konzentrationsdaten aus dem Ladesäulenregister verknüpfen. Zum anderen muss zur Berechnung der Preise pro Ladevorgang aufgrund der unterschiedlichen Preisbestandteile eine Annahme über die abgegebene Strommenge getroffen werden, während aussagekräftiger die tatsächlich verbrauchte Energiemenge je Ladevorgang wäre. Zudem beeinflussen sich Marktstruktur und Ladepreise wechselseitig. Vor diesem Hintergrund können die Ergebnisse nicht kausal interpretiert werden. Jedoch unterstreichen die in dieser Analyse gewonnenen Einblicke die besondere Bedeutung, künftig nach Umsetzung der Preistransparenzanforderungen der AFIR auf verbesserter Datenbasis weitere Analysen durchzuführen und den Zusammenhang zwischen Marktmacht und Preisen genauer zu untersuchen. Dadurch kann insbesondere das Verständnis verbessert werden, welche Rahmenbedingungen notwendig sind, damit sich wettbewerbliche Ladepreise einstellen können.

4.6 Regulierte Durchleitungsmodell nicht die beste Lösung, um bestehende Wettbewerbsprobleme zu adressieren

392. Im Rahmen des Durchleitungsmodells verkaufen Stromanbieter ihren Strom direkt an Elektrofahrzeuge, während sie den Ladesäulenbetreibern eine fixe Gebühr für die Durchleitung des Stroms zahlen. Die Ladesäulenbetreiber konzentrieren sich in diesem Modell auf die Bereitstellung und Wartung der Ladeinfrastruktur, während die Verantwortung für die Stromversorgung und Abrechnung auf den Energieversorger übergeht. Verbraucherinnen und Verbraucher könnten so ihren eigenen mit einem Stromanbieter vereinbarten Tarif zu jeder Ladesäule mitbringen. Ein solches Durchleitungsmodell kann durch regulatorische Vorgaben etabliert werden – beispielsweise im Rahmen von Ausschreibungen („reguliertes Durchleitungsmodell“). Theoretisch ist auch denkbar, dass es sich aus dem Markt heraus entwickelt.

393. Aus wettbewerbspolitischer Sicht wird mit dem Durchleitungsmodell insbesondere die Hoffnung verbunden, dass sich der Preiswettbewerb auf die Ebene der Stromanbieter verlagert, was, sofern der Wettbewerb auf dieser Ebene funktioniert, zu niedrigeren Ladepreisen führen kann. Da CPOs lediglich eine fixe Gebühr für die Menge an durchgeleitetem Strom er-

halten, wäre ein funktionierender Wettbewerb auf CPO-Ebene weniger relevant, was insbesondere in Regionen mit einer hohen Marktkonzentration zu einem Rückgang der Ladepreise führen könnte (Wenzel, 2025).

394. Die Monopolkommission (2019, Tz. 289 ff.) hat sich seit ihrem Sektorgutachten Energie 2019 wiederholt zum regulierten Durchleitungsmodell geäußert und sieht dessen Einführung weiterhin kritisch: Ein solches Modell kann nur dann effektiv wirken, wenn neben einer Zugangsregulierung, die den diskriminierungsfreien Zugang für alle Stromanbieter sicherstellt, auch eine Regulierung angemessener Zugangsentgelte erfolgt. Andernfalls ist keine Reduzierung der Ladepreise zu erwarten, da CPOs mit einer starken Marktstellung entsprechend hohe Entgelte von Stromanbietern verlangen können. Gleichzeitig wäre eine Entgeltregulierung komplex und kleinteilig, da unter anderem individuelle Standortgegebenheiten – wie die erwarteten Lademengen – berücksichtigt werden müssten. Zudem würde der Druck auf CPOs, sich von anderen Ladesäulenbetreibern zu differenzieren, deutlich abnehmen, was etwa den Anreiz verringert, einen reibungslosen und kundenfreundlichen Betrieb sicherzustellen. Der Wettbewerb auf CPO-Ebene würde dadurch stark geschwächt. Das Bundeskartellamt (2024) kam in einer Sektoruntersuchung zuletzt zu einer ähnlichen Einschätzung.

395. Im Gegensatz zu einem Strom- oder Gasnetz, in dem Durchleitungsmodelle zur Anwendung kommen, handelt es sich bei Ladesäulen um kein natürliches Monopol, da diese immer mit umliegenden Ladesäulen in einem mehr oder weniger ausgeprägten Konkurrenzverhältnis stehen. Insofern ist fraglich, ob die Einführung eines regulierten Durchleitungsmodells aus ökonomischer Sicht gerechtfertigt ist und zu einem effizienten Marktergebnis führen kann. Aus Sicht der Monopolkommission stellt eine Intensivierung des Wettbewerbs auf CPO-Ebene den effizienteren und bürokratieärmeren Weg dar, um Ladepreise flächendeckend auf ein wettbewerbliches Niveau zu senken. Dazu sind insbesondere ein diskriminierungsfreier Zugang für CPOs zu attraktiven Flächen für den Aufbau von Ladesäulen (siehe Kapitel 4.7) sowie bessere Preisvergleichsmöglichkeiten für Verbraucherinnen und Verbraucher (siehe Kapitel 4.8) entscheidend.

396. Die Monopolkommission rät daher von der verstärkten Einführung eines regulierten Durchleitungsmodells im Rahmen von Ausschreibungen ab. Für deutlich relevanter hält die Monopolkommission, hohe regionale Marktkonzentrationen und die Abhängigkeit von einem einzigen CPO auf bestimmten Fahrstrecken zu vermeiden. Auch im LKW-Bereich kann zumindest mittelfristig ein wettbewerblicher LKW-Ladesäulenmarkt entstehen, sofern sich Vorab-Buchungssysteme für Ladevorgänge etablieren (siehe zur aktuell laufenden Ausschreibung an unbewirtschafteten Rastanlagen Tz. 358 ff.). Tiefergehende regulatorische Eingriffe wären dann weder ökonomisch sinnvoll noch erforderlich. Die verpflichtende Etablierung eines regulierten Durchleitungsmodells würde einen deutlichen Mehraufwand ohne einen wettbewerblichen Mehrwert bedeuten. Zudem würde eine Durchsetzung des regulierten Durchleitungsmodells über Vergabeverfahren lediglich neue Ladesäulen betreffen. Der Bestand bliebe demnach unberührt, sodass ein Flickenteppich an regulatorischen Vorgaben bezüglich des Durchleitungsmodells entstünde.

397. Demgegenüber spricht aus Sicht der Monopolkommission nichts gegen einen marktgetriebenen Einsatz des Durchleitungsmodells, da es beispielsweise geeignet sein könnte, regionale Besonderheiten besser abzubilden als alternative Tarifmodelle. Die Rahmenbedingungen für einen marktgetriebenen Einsatz des Durchleitungsmodells existieren bereits, scheinen aber kaum genutzt zu werden (Bundeskartellamt, 2024, S. 129; Monopolkommission, 2019).

4.7 Flächenzugang verbessern

398. Die Monopolkommission sieht in der Praxis der Vergabe von Nutzungsrechten an öffentlichen Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Ladesäuleninfrastruktur durch Kommunen weiterhin ein strukturelles Wettbewerbshemmnis für den Ausbau öffentlich zugänglicher Ladesäulen. Kommunen fungieren häufig als Flächeneigentümer sowie Genehmigungsbehörde (für die Erteilung einer Sondernutzungserlaubnis oder baurechtlicher Genehmigungen) und gleichzeitig – oft über die eigenen Stadtwerke – als potenzieller Betreiber von Ladesäuleninfrastruktur. Für Kommunen entsteht dann ein Interessenskonflikt, wenn die eigenen Stadtwerke mit dritten Unternehmen um Flächen konkurrieren. Wenn die relevanten Flächen ohne wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren vergeben werden, besteht daher die Gefahr, dass sich die Marktkonzentration der CPOs weiter erhöht, indem die Kommune schlimmstenfalls mit einem einzelnen CPO zum Ausbau einer Ladesäuleninfrastruktur zusammenarbeitet (Monopolkommission, 2019, Tz. 273 ff.; Monopolkommission, 2021, Tz. 166 f.).

399. Die Monopolkommission hat in der Vergangenheit bereits betont, dass sowohl die Vergabe privater Flächen als auch die Genehmigung von Sondernutzungen des öffentlichen Straßenraums aus kartellrechtlichen Gründen in wettbewerblichen Verfahren zu erfolgen hat (Monopolkommission, 2019, Tz. 260, 280 ff.). Auch das Bundeskartellamt hat zuletzt hierauf hingewiesen (Bundeskartellamt, 2024, S. 96 ff.). Kommunen können auf dem Markt für den Zugang zu öffentlichen Flächen marktbeherrschend sein. Bei der Vergabe öffentlicher Flächen für Ladesäulen handeln die Kommunen grundsätzlich als Unternehmen und unterliegen dem Kartellrecht. Von einer hoheitlichen – und damit nicht unternehmerischen – Tätigkeit der Kommunen ist lediglich insofern auszugehen, als sie über die Erteilung öffentlich-rechtlicher Sondernutzungserlaubnisse entscheiden. Im Übrigen sind sie an die Beschränkungen des Verbotes des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung (§ 19 GWB) gebunden und daher grundsätzlich verpflichtet, CPOs Zugang zu ihren Flächen zu gewähren. Eine Verweigerung des Zugangs bzw. eine Vergabe ohne wettbewerbliches Verfahren kann missbräuchlich sein (vgl. im Einzelnen Bataille/Engelbracht, 2025, Tz. 6 ff.).

400. Der Eindruck der Monopolkommission ist allerdings, dass der Bereich weiterhin problematisch ist und die Flächen in großem Stil nicht wettbewerblich vergeben werden. Zum einen wurden zumindest bis zum Jahr 2021 zwischen 20 und 30 Prozent der kommunalen Flächen direkt vergeben (meist an eigene Unternehmen, z. B. Stadtwerke), was aus Wettbewerbssicht äußerst kritisch zu sehen ist (Bundeskartellamt, 2024, S. 26). Direktvergaben wurden damit mehr als doppelt so oft genutzt wie öffentliche Ausschreibungen. Zum anderen liegt nahe, dass Kommunen aufgrund ihres Interessenskonflikts insbesondere im Hinblick auf besonders attraktive öffentliche Flächen die eigenen Stadtwerke bevorzugen. Entsprechend haben sich im Laufe

der Zeit mehrere Marktteilnehmer bei der Monopolkommission über die Bevorzugung kommunaler Unternehmen, intransparente Vergabeverfahren sowie eine Verzögerung bei der Erteilung von Genehmigungen durch die Kommunen beschwert. Dem Bundeskartellamt liegen ähnliche Beschwerden vor (Bundeskartellamt, 2024, S. 93 f.). Interessenskonflikte der Kommunen im Rahmen von Direktvergaben lassen sich im Hinblick auf ihre Stadtwerke kaum vermeiden.

401. Die Monopolkommission schlägt deswegen ebenso wie das Bundeskartellamt (2024, S. 108 ff.) vor, die Verpflichtung zur wettbewerblichen und nicht diskriminierenden Ausschreibung von Standorten zur Errichtung öffentlicher Ladesäulen gesetzlich festzuschreiben. Es ist daher ausdrücklich zu begrüßen, dass die gegenwärtigen Planungen des BMDV eine solche Regelung vorsehen (BMDV, 2025, S. 17 f.). Dadurch würden alle Kommunen dazu verpflichtet, eine wettbewerbliche Vergabe der CPO-Standorte sicherzustellen. Betroffen wären nicht nur Kommunen, bei denen das Bewusstsein für die wettbewerbsrechtlichen Anforderungen an eine Vergabe von Ladestandorten fehlt, sondern auch diejenigen, die bewusst auf eine wettbewerbliche Vergabe verzichten. Ziel einer Regelung wäre daher nicht nur, verbleibende Rechtsunsicherheiten bezüglich der Anwendbarkeit des Kartellrechts auf die öffentlich-rechtliche Vergabe von Sondernutzungserlaubnissen, auf die auch das Bundeskartellamt (2024, S. 109) hingewiesen hat, sondern auch bewussten Widerstand der Kommunen gegen eine wettbewerbliche Vergabe zu beseitigen.

402. Eine Verpflichtung zur diskriminierungsfreien, wettbewerblichen Vergabe von Flächen und Sondernutzungserlaubnissen für die Errichtung von Ladesäulen und den dazugehörigen Stellplätzen im öffentlichen Straßenraum könnte durch den Bund gestützt auf die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz für das Recht der Energiewirtschaft gemäß Art. 74 Nr. 11 GG (Grundgesetz, GG, 1949) erlassen werden. Ziel wäre, einen Rechtsrahmen für die wettbewerbliche Ausgestaltung der Versorgung von Elektrofahrzeugen mit Strom und damit kostengünstige Ladepreise sicherzustellen. Insofern hat das Bundesverfassungsgericht entschieden, dass eine energiewirtschaftliche Regelung, die zwar einen anderen Kompetenzbereich betrifft, dessen Regelungen aber nicht ändert, sondern sie voraussetzt und auf ihnen aufbaut, der Energiekompetenz zuzurechnen ist (BVerfG, 1 BvR 1187/17, 23.03.2022, Rn. 61 ff.). Diese Rechtsprechung dürfte auch für den vorliegenden Fall gelten: Eine Pflicht zur wettbewerblichen Flächenvergabe ändert nicht das grundsätzliche Erfordernis einer Sondernutzungserlaubnis, sondern setzt sie voraus und baut auf ihr auf.

403. Hinzu kommt, dass eine solche Verpflichtung weder das Recht der Kommunen, die Nutzung ihrer Straßen von einer Sondernutzungserlaubnis abhängig zu machen, noch die Möglichkeit, sich selbst als Anbieter von Ladeinfrastruktur zu betätigen, im Grundsatz tangiert (vgl. dazu in anderem Kontext BVerfG, 2 BvR 929/97, 07.01.1999). Aufgrund der Sachnähe zur Energiewirtschaft wäre sie daher der Energiewirtschaftskompetenz und nicht der Gesetzgebungskompetenz für die (Sonder-)Nutzung der Straßen zuzuordnen.⁷⁰

⁷⁰ Hierbei wäre der Bund nur für die Landstraßen für den Fernverkehr zuständig, Art. 74 Abs. 1 Nr. 22 GG.

404. Die Regelung wäre zudem gem. Art. 72 Abs. 2 GG sowohl zur Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse als auch zur Wahrung der Wirtschaftseinheit erforderlich. Der umweltpolitisch angestrebte Umstieg auf elektrisches Fahren setzt voraus, dass in allen Bundesländern bezahlbares Laden möglich ist, wozu wiederum flächendeckend eine wettbewerbliche Vergabe der öffentlichen Flächen notwendig ist.

405. Nicht ausreichen dürfte dagegen die Stärkung weiterer „Soft Law“-Instrumente, wie es Leitlinien des Bundeskartellamtes zur wettbewerbskonformen Vergabe von (Nutzungsrechten an) Flächen für Ladesäulen wären. Zum einen dürfte es dem Bundeskartellamt noch an Fallpraxis fehlen, die für die Ausarbeitung von Leitlinien in der Regel vorhanden sein sollte. So kann das Bundeskartellamt lediglich auf Erkenntnisse aus der Sektoruntersuchung und seine allgemeine Erfahrung mit Ausschreibungen durch marktbeherrschende Unternehmen zurückgreifen. Zum anderen bestehen erhebliche Zweifel, ob das Problem mit weiteren unverbindlichen Instrumenten gelöst werden kann. Denn Monopolkommission und Bundeskartellamt weisen bereits deutlich auf die kartellrechtliche Notwendigkeit der wettbewerblichen Vergabe hin, so dass ein entsprechendes Bewusstsein bei den Kommunen vorhanden sein sollte.

406. Eine gesetzliche Regelung müsste zunächst eine allgemeine Verpflichtung zur wettbewerblichen, diskriminierungsfreien und transparenten Vergabe enthalten.⁷¹ Insofern könnten etablierte Regelungen wie § 46 Abs. 1 S. 1 EnWG (Wegenutzungsrechte für Leitungen) oder § 5 Abs. 2 S. 1 CsgG (Stellflächen für Carsharingfahrzeuge) als Orientierungspunkt dienen. Sie müsste allerdings an die spezifischen Bedürfnisse des Wettbewerbs im Ladesäulenmarkt angepasst werden. Nicht zugelassen werden darf ein Zuschlag an einen einzigen Anbieter für das ganze Gemeindegebiet oder wesentliche Teile davon. Dies sollte auch im Falle kommunaler Unternehmen gelten. Eine Inhouse-Vergabe ohne Ausschreibung sollte nicht möglich sein. Um eine Monopolisierung der nachgelagerten Märkte für das elektrische Laden zu verhindern, ist erforderlich, dass die Kommunen das Recht zur Aufstellung und zum Betrieb der Ladesäulen in mehrere Lose aufteilen (Monopolkommission, 2019, Tz. 278). Das ist insbesondere in den Fällen wichtig, in denen die Standorte vor der Vergabe durch die Kommune ausgesucht werden. Im Übrigen sollte die genaue Auswahl der Standorte den CPOs überlassen werden (Monopolkommission, 2021, Tz. 168). Denkbar wäre auch eine Regelung, bevorzugt solchen CPOs den Zuschlag zu erteilen, die eine bestimmte Marktkonzentrationsschwelle noch nicht überschritten haben.

407. Um den Marktzutritt auch nach der Ausschreibung weiter zu ermöglichen, sollten die vergebenen Sondernutzungsrechte zeitlich befristet werden und auch über die Ausschreibung hinaus auf Initiative von CPOs soweit wie möglich weitere Flächen eröffnet werden (Bundeskartellamt, 2024, S. 110). Um die wettbewerbliche Unabhängigkeit der CPOs sicherzustellen, darf die Vergabe nicht an Ausschließlichkeitsvereinbarungen sowie Vorgaben, Strom vom örtlichen

⁷¹ Eine solche Ausschreibung sieht beispielsweise auch der Masterplan II der Bundesregierung vor (Bundesregierung, 2022, S. 24).

Versorger zu beziehen oder mit ihm zu kooperieren, geknüpft werden.⁷² Der Informationsaustausch mit kommunalen Unternehmen – einschließlich Stadtwerken – ist in den Vergabeverfahren auf das absolute Minimum zu beschränken.

4.8 Wettbewerb im Ladesäulenmarkt durch die Einführung einer Markttransparenzstelle stärken

408. Die Monopolkommission hat sich bereits im vorangegangenen Sektorgutachten Energie für die Schaffung einer Markttransparenzstelle für Ladesäulentarife ausgesprochen (Monopolkommission, 2023). Eine solche Markttransparenzstelle soll die Datengrundlage für Anwendungen (wie Navigationsdienste oder Ladepreisvergleichs-Apps) bilden und somit gewährleisten, dass Ad-hoc-Ladepreise für die Verbraucherinnen und Verbraucher transparent dargestellt und vor Fahrtantritt verglichen werden können. Optimalerweise würden die auf der Markttransparenzstelle basierenden Anwendungen zusätzlich die verfügbaren EMP-Ladetarife darstellen, um Verbraucherinnen und Verbrauchern einen möglichst vollständigen Überblick über verfügbare Ladepreise an einem Ort – z. B. in einer App – anzubieten.

4.8.1 Preistransparenzstelle für Ad-hoc-Ladepreise zügig vollenden

409. Die Schaffung einer Transparenzplattform ist aus Sicht der Monopolkommission die sinnvollste Lösung, um die in der AFIR geforderten Transparenzmaßnahmen umzusetzen. Ein weniger umfassender Ansatz als eine solche Plattform ist aufgrund der konkreten Vorgaben – unter anderem die Meldung einer Reihe von statischen und dynamischen Informationen an eine zentrale Stelle – kaum denkbar. Die Monopolkommission begrüßt daher, dass entsprechend bereits konkrete Schritte in Richtung einer solchen Transparenzplattform in Form des Nationalen Zugangspunkts (NAP) des BMV unternommen werden. CPOs müssen die in der AFIR geforderten statischen Informationen (siehe Infokasten „AFIR-Verordnung zur Ladeinfrastruktur“) seit dem 14. April 2025 bereits an den NAP melden, was allerdings in vielen Fällen noch nicht geschieht. Hier sollte darauf hingearbeitet werden, dass die flächendeckende Meldung bis zum 14. April 2026 etabliert ist. Dieses Datum fällt mit der Umstellung auf ein neues Datenformat für die Meldeschnittstellen (DATEX-II) zusammen, die mit diesem Tag verpflichtend wird (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, 2025). Um Meldeverpflichtungen für CPOs in der nationalen Gesetzgebung zu verankern, ist eine Verabschiedung einer Neuauflage des Mobilitätsdatengesetzes wichtig.

410. Die Monopolkommission sieht darüber hinaus eine Markttransparenzstelle auch als wichtiges Instrument an, um die in der AFIR geforderten „angemessenen Preise“ sicherzustellen. Ohne eine Transparenzplattform ist eine Preisübersicht und -bewertung im Hinblick auf ihre Angemessenheit deutlich komplexer. Zudem stellt die Kombination aus geringer Marktkonzentration und transparenten Preisen für Verbraucherinnen und Verbraucher die Voraussetzung

⁷² Derartige Anforderungen an Sondernutzungserlaubnisse scheinen in der Praxis vorzukommen (vgl. Bundeskartellamt, 2024, S. 106 f.).

für wettbewerbliche Preise dar, was am ehesten als „angemessen“ angesehen werden kann (siehe Kapitel 4.9).

411. Die Markttransparenzplattform für Ladesäulentarife am NAP soll sich nicht unmittelbar an Verbraucherinnen und Verbraucher richten, sondern in erster Linie eine Daten-Schnittstelle bereitstellen, über die Drittanbieter Informationen zu Ladetarifen abrufen können. Die Monopolkommission teilt insofern die Argumentation des Bundeskartellamts (2024), dass Transparenzplattformen für Verbraucherinnen und Verbraucher, z. B. durch entsprechende Apps, privatwirtschaftlich bereitgestellt werden können. Der Auftrag durch die AFIR zur Schaffung eines Nationalen Zugangspunktes für die Meldung richtet sich jedoch an die Mitgliedstaaten und nicht an die Unternehmenslandschaft (Art. 2 Nr. 38, Art. 20 Abs. 4 AFIR; Art. 3 Verordnung 2022/670). Zum staatlichen Auftrag gehört aus Sicht der Monopolkommission auch, die Daten kostenlos für alle zur Verfügung zu stellen. Andernfalls entstünde für die Datenbereitstellung leicht ein Öffentliches-Gut-Problem, wenn die Kosten der Datenbeschaffung und -bereitstellung durch einen privaten Akteur nicht durch deren Verkauf refinanziert werden können. Die Etablierung kostenloser Vergleichs-Apps kann somit nur angeregt werden, wenn eine kostenlose Datenbereitstellung im öffentlichen Auftrag geschieht.

412. Bürokratie- und Personalaufwand sollten für den Aufbau einer Markttransparenzstelle für Ladesäulentarife minimal sein. Im Vergleich zur Zeit des Aufbaus der Markttransparenzstelle für Kraftstoffe (MTS-K) können heute mehr Prozesse automatisiert ablaufen, sowohl was den Aufbau der Plattform als auch die Verarbeitung und Prüfung auf Plausibilität der eingereichten Daten von Ladesäulenbetreibern angeht. Für Ladesäulenbetreiber sollte kein großer Mehraufwand entstehen: Da sie in der Regel keine Filialen in unmittelbarer Nähe zu ihren Ladesäulen betreiben, müssen Ladesäulen ohnehin flächendeckend in der Lage sein, Informationen ferngesteuert bereitstellen und empfangen zu können. Die technische Umsetzung der Markttransparenzstelle durch den NAP kann somit durch eine Koordinierung – unter anderem zur Qualitätssicherung der gemeldeten Daten – der Bundesanstalt für Straßen- und Verkehrswesen (BASt) ergänzt werden, wie es im Entwurf des Mobilitätsdatengesetzes bereits angedacht war (Bundesregierung, 2024b). Dadurch soll insbesondere eine verlässliche Datengrundlage sowie ein einfacher Zugang geschaffen werden, damit Unternehmen die bereitgestellten Daten für eigene Anwendungen und Dienste nutzen können. Eine Einbeziehung des Bundeskartellamts, wie es im Rahmen der Markttransparenzstelle für Kraftstoffe gehandhabt wird, ist nicht notwendig.

4.8.2 Verbesserte Transparenz für EMP-Tarife wünschenswert

413. Im Sinne der Preistransparenz wäre begrüßenswert, wenn Apps und andere Anwendungen nicht nur Ad-hoc-Ladepreise auf Grundlage des NAP veröffentlichen könnten, sondern perspektivisch auch EMP-Preise in ihre Anwendungen integrieren würden. Dadurch könnte die Transparenz für Verbraucherinnen und Verbraucher noch weiter erhöht und der Preiswettbewerb intensiviert werden. Es liegt jedoch kein eindeutiges Marktversagen vor, das nicht bereits durch eine verbesserte Transparenz der Ad-Hoc-Ladepreise gelöst werden könnte. Insofern

sollte die Marktransparenzstelle für Ad-hoc-Ladepreise vorrangig und unabhängig von Transparenzmaßnahmen für EMP-Tarife vollendet werden.

414. EMPs sind zwar nicht explizit zu einer entsprechenden Meldung verpflichtet. Allerdings müssen die von EMPs berechneten Preise gemäß AFIR ebenfalls angemessen, transparent und nicht diskriminierend sein (Art. 5 Abs. 5 AFIR). Durch die Veröffentlichung ihrer Tarife in Vergleichs-Apps könnten EMP sicherstellen, diese Anforderungen zu erfüllen.

415. Insbesondere im Hinblick auf vertikal integrierte EMP, die gleichzeitig zum Geschäft mit ihren Bezahlkarten eigene Ladesäulen betreiben, ist die Einhaltung von Transparenz- und Nicht-diskriminierungsvorgaben wichtig. Wenn EMP unterschiedliche Gebühren für verschiedene Ladesäulen erheben, könnten sie Betreiber anderer Ladesäulen in Regionen benachteiligen, in denen sie auch eigene Ladesäulen betreiben. Insofern wäre die transparente Darstellung unterschiedlicher Preisbestandteile von EMP-Tarifen – unter anderem vom EMP erhobene e-Roaming-Kosten oder andere Gebühren – im Rahmen der AFIR-Transparenzvorgaben wichtig.

416. Die Monopolkommission empfiehlt, zunächst den Fokus auf eine Etablierung der Preistransparenzstelle für Ad-hoc-Ladepreise zu setzen. Sofern diese mittels darauf basierenden Apps und Anwendungen von den Verbraucherinnen und Verbrauchern gut angenommen wird, würde bereits ein starker Preisdruck auf EMP-Tarife entfaltet, der auch Möglichkeiten zur Preisdiskriminierung einschränkt. Zusätzlich würde ein Anreiz für EMPs entstehen, mit den eigenen Tarifen ebenfalls auf entsprechenden Vergleichs-Apps aufgelistet zu werden. Denkbar wäre dann, dass EMPs ihre Tarifinformationen dann so zur Verfügung stellen, dass Drittanbieter diese automatisiert auswerten und darstellen können, sodass diese – gemeinsam mit den Ad-hoc-Preisen der Transparenzplattform – in Vergleichs-Apps aufgelistet werden können. Es sollte allerdings unbedingt verhindert werden, dass die Datenbereitstellung des NAP als Ganzes durch die Integration von EMP-Tarifen verzögert wird.

4.8.3 Wettbewerb im Ladesäulenmarkt durch Transparenz fördern

417. Eine bessere Darstellung von Ad-hoc-Ladepreisen ist aus Sicht der Monopolkommission entscheidend, um einen Wettbewerb zwischen verschiedenen Ladetarifen zu gewährleisten (Ad-Hoc-Laden vs. EMP-Ladetarife). Aktuell wird das Ad-hoc-Laden nur für einen kleinen Teil der Ladevorgänge in Deutschland genutzt. EMP-Ladetarife dominieren weiterhin klar den Markt. Das fördert auch eine noch stärkere Marktkonzentration der CPOs, da diese einen starken Anreiz haben ihr Ladenetz dort auszubauen, wo sie bereits stark vertreten sind und somit eine gute Verhandlungsposition gegenüber EMPs haben. Für die weite Verbreitung des EMP-Ladens gibt es inzwischen kaum noch eine technische Erklärung. So sind beispielsweise die Herausgabe von Bezahlkarten durch EMPs durch das inzwischen weit verbreitete kontaktlose Zahlen nicht mehr notwendig. Darüber erhalten EMPs laut mehreren Ladesäulenanbietern keinen Rabatt im Vergleich zu den angebotenen Ad-hoc-Preisen für Verbraucherinnen und Verbraucher. Zumindest für Ladevorgänge an diesen Ladesäulen müssten EMPs ihren Kundinnen und Kunden im Durchschnitt höhere Preise als die verfügbaren Ad-hoc-Preise in Rechnung stellen,

um das eigene Geschäftsmodell zu finanzieren. Mangelnde Informationen über Ad-hoc-Ladetarife – insbesondere vor Fahrtantritt – sind aus Sicht der Monopolkommission ein wesentlicher Grund für die geringe Nutzung von Ad-hoc-Ladetarifen.

418. Darüber hinaus ist ein Vergleich von Ad-hoc-Ladepreisen wesentlich, um den Wettbewerb zwischen verschiedenen Ladesäulen zu intensivieren. Ladesäulen stehen nur über ihre angebotenen Ad-hoc-Preise in einem unmittelbaren Preiswettbewerb miteinander. Nehmen Verbraucherinnen und Verbraucher lediglich EMP-Tarife wahr, wird das Preissignal der Ladesäulen mindestens verzerrt und der Wettbewerb zwischen Ladesäulen geschwächt. Eine Vergleichsmöglichkeit von Ad-hoc-Ladepreisen würde somit den Wettbewerb zwischen Ladesäulen in einer Region intensivieren und Ladesäulenbetreibern die Möglichkeit geben, sich über Preise zu differenzieren.

419. Die Monopolkommission hält Befürchtungen, eine verbesserte Transparenz z. B. in Form einer Markttransparenzstelle (siehe Kapitel 4.8.1) könnte einen preistreibenden Effekt durch bessere Koordinationsmöglichkeiten der Anbieter entfalten, für unbegründet. Der letzte Stand der wissenschaftlichen Literatur zur bereits 2013 etablierten Markttransparenzstelle für Kraftstoffe (MTS-K) weist inzwischen deutlich darauf hin, dass der wettbewerbsintensivierende und damit preissenkende Aspekt der MTS-K mindestens überwiegt (siehe 4.8.4). Darüber hinaus existieren bereits heute kostenpflichtige Datensätze über die Preise im Ladesäulenmarkt, die aufgrund der Kostenhöhe uninteressant für Verbraucherinnen und Verbraucher sein dürften, gegebenenfalls aber von gewerblichen Ladesäulenanbietern erworben werden und zur besseren Preiskoordinierung genutzt werden könnten. Insofern würde eine Preistransparenzstelle eher die Informationsasymmetrie zwischen Anbietern sowie Verbraucherinnen und Verbrauchern abbauen, als einen wesentlichen Informationsgewinn für Ladesäulenbetreiber bereitzustellen.

420. Eine koordinierte Preiserhöhung der Ad-hoc-Preise wäre auch aufgrund des geringen Marktanteils des Ad-hoc-Ladens kaum möglich. Ad-hoc-Tarife konkurrieren aktuell im Wesentlichen mit den EMP-Ladetarifen auf der gleichen Ladesäule und nicht mit Ad-hoc-Ladetarifen benachbarter Ladesäulen. Auch wenn das Ad-hoc-Laden deutlich Marktanteile hinzugewinnt, scheint eine vollständige Verdrängung des EMP-Ladens aktuell kaum denkbar. Somit bliebe mit den EMP-Ladetarifen ein Wettbewerber erhalten, der eine disziplinierende Wirkung auf Ad-hoc-Ladepreise auswirken kann.

421. Zuletzt ist in naher Zukunft damit zu rechnen, dass immer mehr Ad-hoc-Ladepreise dynamisiert werden, um die zum Zeitpunkt des Ladens geltenden Stromhandelspreise als auch Netzentgelte besser abzubilden (siehe zur allgemein zunehmenden Dynamisierung von Stromtarifen und Netzentgelten Kapitel 2.5.3). Diese Dynamisierung ist grundsätzlich begrüßenswert, da stärkere Anreize entstehen können, Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energieträgern sowie Netzrestriktionen zu berücksichtigen im Ladeverhalten zu berücksichtigen. Andererseits macht eine schnellere Änderung der Ladepreise eine zentrale Vergleichsplattform mit Echtzeitpreisen für Verbraucherinnen und Verbraucher umso wichtiger.

4.8.4 Erfahrungen mit der Markttransparenzstelle für Kraftstoffe (MTS-K)

422. Ein häufiger Einwand gegen die Einrichtung von Markttransparenzstellen besteht darin, dass sie es Anbietern erleichtert, ein höheres Preisniveau durchzusetzen. Zwar erhöht eine Markttransparenzstelle die Preistransparenz für Verbraucherinnen und Verbraucher und soll dadurch den Wettbewerb intensivieren und die Preise senken. Gleichzeitig steigt jedoch auch die Transparenz für Anbieter, was potenziell kollusives Verhalten erleichtern und zu übermäßigen Preissteigerungen führen kann. Überwiegt dieser Effekt, könnte eine Markttransparenzstelle entgegen ihrer Zielsetzung preiserhöhend wirken. Im Kraftstoffmarkt wurde seit Einführung der Markttransparenzstelle für Kraftstoffe (MTS-K) in zahlreichen wissenschaftlichen Studien untersucht, welcher dieser Effekte überwiegt.

423. Der Kraftstoffmarkt ist ein bedeutender und nach wie vor wachsender Markt in Deutschland. Zuletzt wurden im Jahr 2023 etwa 62 Milliarden Liter Benzin und Diesel verkauft (Zukunft Mobilität, 2025). Trotzdem wird der Markt im Wesentlichen von sechs Unternehmen geprägt, die deutschlandweit 58 Prozent der Tankstellen betreiben (Erich Doetsch Mineralölhandels KG, 2025). Um den Wettbewerb trotz hoher Marktkonzentration zu intensivieren, wurde Ende des Jahres 2013 die MTS-K eingeführt, durch die Verbraucherinnen und Verbraucher Echtzeit-Informationen über die aktuellen Kraftstoffpreise in ihrer Umgebung erhalten.

424. Eine erste Studie von Dewenter u. a. (2017) deutet auf einen preistreibenden Effekt der MTS-K hin und wird oft als Gegenargument einer Markttransparenzstelle angeführt. Insbesondere neuere Studien finden jedoch einen preissenkenden Effekt durch die Einführung der MTS-K. Der Unterschied lässt sich zum einen durch den längeren Beobachtungszeitraum und die dadurch umfassendere Datenlage sowie die zwischenzeitliche Weiterentwicklung methodischer Ansätze erklären – wie dem von Arkhangelsky u. a. (2021) entwickelten Synthetic Difference-in-Differences Ansatz. Je nach Studie beträgt diese Preisreduktion zwischen 1 und 3 Cent pro Liter (Bernhardt u. a., 2025; Horvath, 2019; Montag u. a., 2024). An diesen Studien sind teilweise dieselben Autoren beteiligt, die in Dewenter u. a. (2017) auf Basis eines kürzeren Betrachtungszeitraums zunächst einen preistreibenden Effekt gefunden hatten. Der aktuelle wissenschaftliche Stand spricht daher inzwischen stark dafür, dass der wettbewerbsfördernde Effekt der MTS-K überwiegt. Zu ähnlichen Ergebnissen kommen auch Studien über Transparenzmaßnahmen im Ausland, wie z.B. Österreich (Becker u. a., 2021). Über den wettbewerbsintensivierenden Effekt zwischen Tankstellen hinaus schafft die MTS-K für viele Verbraucherinnen und Verbraucher zudem die Möglichkeit, durch eine zeitliche Verschiebung des Tankens auf die Preisschwankungen im Tagesverlauf zu reagieren und zeitweise hohen Preisen besser auszuweichen.

4.9 AFIR erfordert keine Preisregulierung

425. Ladesäulenbetreiber und Mobilitätsdienstleister dürfen gemäß den Anforderungen der AFIR nur angemessene, transparente und nicht diskriminierende Preise und Gebühren von Endkundinnen, Endkunden und EMPs verlangen (Art. 5 Abs. 3 S. 1, Abs. 5 S. 1 und 3 AFIR). Hieraus wird teilweise die Notwendigkeit weiterer hoheitlicher Maßnahmen gefolgert, die konkretisie-

ren sollen, wann in Einzelfällen verlangte Preise diesen Anforderungen nicht mehr gerecht werden, insbesondere nicht mehr „angemessen“ sind (z. B. Verbraucherzentrale Bundesverband, 2025b, S. 6 f.).

426. Nach Auffassung der Monopolkommission ergibt sich aus den Anforderungen, die Art. 5 AFIR an die Ausgestaltung der Ladepreise stellt, jedoch nicht die Notwendigkeit staatlicher Konkretisierungen zulässiger Preise wie beispielsweise einer Preisobergrenze oder einer Begrenzung auf kostenorientierte Preise. Insbesondere verpflichtet Art. 5 AFIR die Mitgliedstaaten nicht, solche Regeln einzuführen. Die Begrenzung auf angemessene Preise sollte vielmehr durch einen funktionierenden Wettbewerb zwischen den Ladesäulenbetreibern sichergestellt werden.

427. Dabei ist zunächst zu berücksichtigen, dass die AFIR als Verordnung grundsätzlich keinen umsetzungsbedürftigen Rechtsakt darstellt. Die Anforderungen des Art. 5 AFIR gelten also unmittelbar gegenüber Ladesäulenbetreibern und Mobilitätsdienstleistern und erfordern keine weitere Umsetzung durch die Mitgliedstaaten. Aus den Anforderungen der AFIR selbst ergibt sich keine solche Preisgrenze. Zwar findet sich in ErwGr. 33 eine Konkretisierung des Angemessenheitserfordernisses dahingehend, dass die Preise die „Kosten zuzüglich einer adäquaten Gewinnspanne nicht übersteigen“ sollen. Insbesondere die Gesetzgebungshistorie zeigt jedoch, dass sich hieraus keine feste Preisobergrenze entnehmen lässt.

428. Das Europäische Parlament hatte im Gesetzgebungsverfahren vorgeschlagen, der „Angemessenheit“ der Preise ein Erfordernis der „Bezahlbarkeit“ („affordable“) zur Seite zu stellen (Europäisches Parlament, 2022, S. 66). Hieraus hätte sich das Erfordernis einer durchsetzbaren Preisobergrenze eher ableiten lassen. Der Änderungsvorschlag wurde im Gesetzgebungsverfahren jedoch nicht umgesetzt, sondern nur die bereits erwähnte Formulierung in dem – unverbindlichen – ErwGr. 33 aufgenommen. Dem ist eine Grundentscheidung des europäischen Gesetzgebers gegen konkrete und verbindliche Anforderungen an Ladepreise zu entnehmen.

429. Die schlussendlich im Verordnungstext umgesetzte Formulierung setzt dagegen auf unbestimmte Rechtsbegriffe, die an den aus anderen Rechtsgebieten bekannten FRAND-Grundsatz („fair, reasonable and non-discriminatory“) angelehnt sind. Dieser wird in der Regel angewandt, um Zugangsbedingungen bei abwesendem oder nicht vollständig funktionsfähigem Wettbewerb zu definieren. Beispiele sind etwa die Nutzung standardessenzieller Patente (EuGH, C-170/13, 16.07.2015, Rn. 51 ff.), der Zugang zu Daten oder digitalen Infrastrukturen von Gatekeepern (z. B. Art. 6 Abs. 11 und Abs. 12 DMA (Verordnung (EU) 2022/1925, Digital Markets Act, DMA, 2022)) oder der Zugang zu monopolistischen Netzen (vgl. etwa Art. 61 Abs. 2 und Abs. 3, Art. 79 Abs. 2 sowie Art. 80 Abs. 2 des „Europäischen Kodex für die Elektronische Kommunikation“ (Richtlinie (EU) 2018/1972, 2018)). Dementsprechend sollen „angemessene“ Preise in diesem Kontext vor allem solchen Preisen entsprechen, die sich im funktionierenden Wettbewerb bilden (vgl. etwa LG Düsseldorf, 4b UU 91/18, 18.06.2020, Rn. 180; Nestler, 2022, Tz. 90, jeweils zur SEP-Lizenzierung; Wolf-Posch, 2023, Tz. 265 zum DMA).

430. Dies verdeutlicht, dass angemessene Preise in erster Linie Wettbewerbspreise sind. Preise, die sich in funktionierendem Wettbewerb bilden, sind grundsätzlich effizient und damit

angemessen. Ein funktionierender Wettbewerbsmarkt führt in der ökonomischen Theorie zu einem effizienten Preisniveau, da Anbieter unterhalb dieses Preisniveaus langfristig nicht rentabel arbeiten könnten. In der Praxis kann dieses Wettbewerbsniveau nur näherungsweise erreicht werden und zudem regional mehr oder weniger stark ausgeprägt sein.

431. Die Monopolkommission empfiehlt daher, zunächst verbesserte Wettbewerbsbedingungen auf den Ladesäulenmärkten zu schaffen. Dazu sollten die Voraussetzungen für regionalen Wettbewerb geschaffen werden und die Wahrnehmbarkeit dieses Wettbewerbs für Verbraucherinnen und Verbraucher durch Transparenzmaßnahmen sichergestellt werden. Die Untersuchungen der Monopolkommission zeigen, dass sehr hohe Marktkonzentrationen mit hohen Preisen verbunden sind. Dies könnte zum Anlass genommen werden, beispielsweise zunächst die Gebiete mit der höchsten Marktkonzentration einer kartellrechtlichen Untersuchung auf die Missbräuchlichkeit der verlangten Ladepreise zu unterwerfen. Über das Kartellrecht hinausgehende Instrumente sind dagegen nicht erforderlich, um den Anforderungen der AFIR gerecht zu werden.

4.10 Empfehlungen auf einen Blick

432. Der Ladesäulenmarkt ist weiterhin von Wettbewerbshemmnissen betroffen. Diese resultieren unter anderem aus intransparenten Flächenvergaben, die zu einer hohen regionalen Marktkonzentration führen können, und dem mangelnden Preisüberblick für Verbraucherinnen und Verbraucher. In Regionen mit hoher Marktkonzentration liegen die Ladepreise heute entsprechend höher als in Regionen mit geringerer Konzentration. Die Monopolkommission empfiehlt daher folgende Maßnahmen:

- Die **Konzessionserweiterung für die Tank & Rast** zum Aufbau von Ladesäulen an bewirtschafteten Raststätten soll nach Möglichkeit zurückgenommen und die Standorte stattdessen wettbewerblich ausgeschrieben werden. Falls dies nicht mehr möglich ist, muss die Tank & Rast mindestens dazu verpflichtet werden, die Flächen im Rahmen transparenter Ausschreibungsverfahren zu vergeben, begleitet von einer kartellrechtlichen Kontrolle der Ausschreibungsbedingungen. → **Kapitel 4.2**
- Die **Ladeinfrastrukturmärkte für LKW und PKW** sollten als getrennte Märkte betrachtet werden. Öffentlich geförderte Ladepunkte für LKW sollten sich auf Autobahnen und Transitstrecken fokussieren, während Industrie- und Betriebshöfe weitgehend privat erschlossen werden können. Ausschreibungen sollten so gestaltet werden, dass Effizienzgewinne durch exklusive Vergaben von Ladepunkten ermöglicht werden, wettbewerbliche Vergabeverfahren dabei aber eine hohe regionale Marktkonzentration unterbinden. Von Vorgaben zum Einsatz eines regulierten Durchleitungsmodells soll dabei abgesehen werden. → **Kapitel 4.3**
- Der Zugang zu kommunalen Flächen soll gesetzlich nur über **wettbewerbliche, diskriminierungsfreie und transparente Ausschreibungen** ermöglicht werden. Direktvergaben sollen dabei ausgeschlossen, Lose kleinteilig vergeben und Sondernutzungsrechte zeitlich befristet werden. → **Kapitel 4.7**

- Der **Aufbau einer Markttransparenzstelle für Ladesäulen** soll zügig vorangetrieben und über den Nationalen Zugangspunkt umgesetzt werden. Dadurch wird der Wettbewerb gestärkt, da sie Ad-Hoc-Preise – sowie nach Möglichkeit EMP-Tarife – vergleichbar macht, Informationsasymmetrien abbaut und die Einhaltung der AFIR-Vorgaben sicherstellt. → **Kapitel 4.8**
- Anstatt staatlicher Preisbegrenzungen sollte die Sicherstellung **angemessener Ladepreise über funktionierenden Wettbewerb** erfolgen. Vorrangig müssen hierfür die wettbewerbliche Flächenvergabe und die Transparenz für Verbraucherinnen und Verbraucher gestärkt werden. Bei erhöhter Marktkonzentration kann gegebenenfalls kartellrechtlich gegen missbräuchliche Preisgestaltungen vorgegangen werden. → **Kapitel 4.9**

Kapitel 5

Zukunft der Gasverteilnetze

5.1 Perspektivisch abnehmende Bedeutung von Erdgas als Energieträger

433. Die Bedeutung von Erdgas als Energieträger in Deutschland nimmt kontinuierlich ab. Bis 2045 soll Erdgas bis auf wenige Ausnahmen komplett aus dem Energiesystem verschwinden, da Deutschland nach heutigem Stand bis zu diesem Zeitpunkt klimaneutral sein muss. Daraus ergibt sich zwangsläufig die Frage, was mit dem Leitungsnetz für Erdgas geschehen wird, wenn absehbar kein Erdgas mehr transportiert werden muss. Außerdem ist noch offen, wer die Kosten der Stilllegung nicht mehr benötigter Netze tragen wird. Prinzipiell kann die Netzinfrastruktur zum Transport von Wasserstoff umgewidmet werden, was jedoch voraussichtlich nur für einen kleinen Teil der Leitungen wirtschaftlich sein dürfte. Ebenso wird Biogas im zukünftigen Energiesystem eine deutlich kleinere Rolle spielen, als dies heute bei Erdgas der Fall ist. Schätzungen zufolge wird die Länge der Gasverteilnetze, je nachdem wie viel Wasserstoff tatsächlich benötigt wird, bis 2045 um 71 bis 94 Prozent zurückgehen (Agora Energiewende, 2023).

434. Neben der Umwidmung zum Wasserstofftransport sind Stilllegung und Rückbau die beiden Optionen, die aus heutiger Sicht den größten Teil der Gasverteilnetze in Zukunft betreffen werden. Die Stilllegung bezeichnet die Trennung vom Netz und den Ausbau der Messeinrichtungen. Beim Rückbau werden zusätzlich die Netzanschlussleitungen und Anlagenteile, etwa der Gas-Hausanschlusskasten, entfernt.⁷³ Im Normalfall ist davon auszugehen, dass eine Stilllegung aufgrund des geringeren technischen Aufwands deutlich geringere Kosten verursacht als der vollständige Rückbau des Netzes. Neben der Frage, welche Teilnetze vom Netz getrennt werden sollen, ist somit auch die Entscheidung zwischen Stilllegung und Rückbau für die Kostenentwicklung im zukünftigen Gasnetz relevant. Wie die Kosten der Stilllegung bzw. des Rückbaus zwischen Netzbetreibern einerseits und Kundinnen und Kunden andererseits aufgeteilt werden, ist bisher rechtlich weitgehend ungeklärt.

435. Oberste Priorität sollte eine möglichst kosteneffiziente Ausgestaltung des Transformationsprozesses sein, um zu verhindern, dass ineffiziente Kosten zu überhöhten Netzentgelten führen. Zudem sollte auch unter den veränderten Vorzeichen der Energie- und Wärmewende eine möglichst wettbewerbliche Ausgestaltung der Regulierung der Gasnetze beibehalten werden, insoweit dies im Rahmen eines natürlichen Monopols möglich ist. Dabei muss jedoch gewährleistet sein, dass der Transformationsprozess für die Netzbetreiber wirtschaftlich umsetzbar ist, ohne die Versorgungssicherheit für die verbleibenden Gasnutzerinnen und -nutzer zu gefährden. Schließlich dürfen auch die Endkundinnen und -kunden mit den voraussichtlich steigenden Kosten nicht überfordert werden. Dies gilt sowohl für Unternehmen als auch für private Haushalte. Insbesondere ist zu beachten, dass der Wechsel von Gas zu anderen Energieträgern für einige Akteure deutlich schwieriger ist als für andere. Im Unternehmenssektor gilt dies vor

⁷³ Vgl. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Netzanschluss/artikel.html>, zuletzt abgerufen am 15. August 2025.

allem für industrielle Prozesse wie die Herstellung von Ammoniak oder Methanol. Bei den privaten Haushalten ist der Wechsel vor allem für einkommensschwächere Gruppen schwierig, da der Umstieg z. B. auf eine Wärmepumpe mit hohen Investitionskosten verbunden sein kann. Zudem sind Mieterinnen und Mieter betroffen, da sie in der Regel nicht selbst über die verwendete Heiztechnologie entscheiden können und somit von der Vermieterseite abhängig sind.

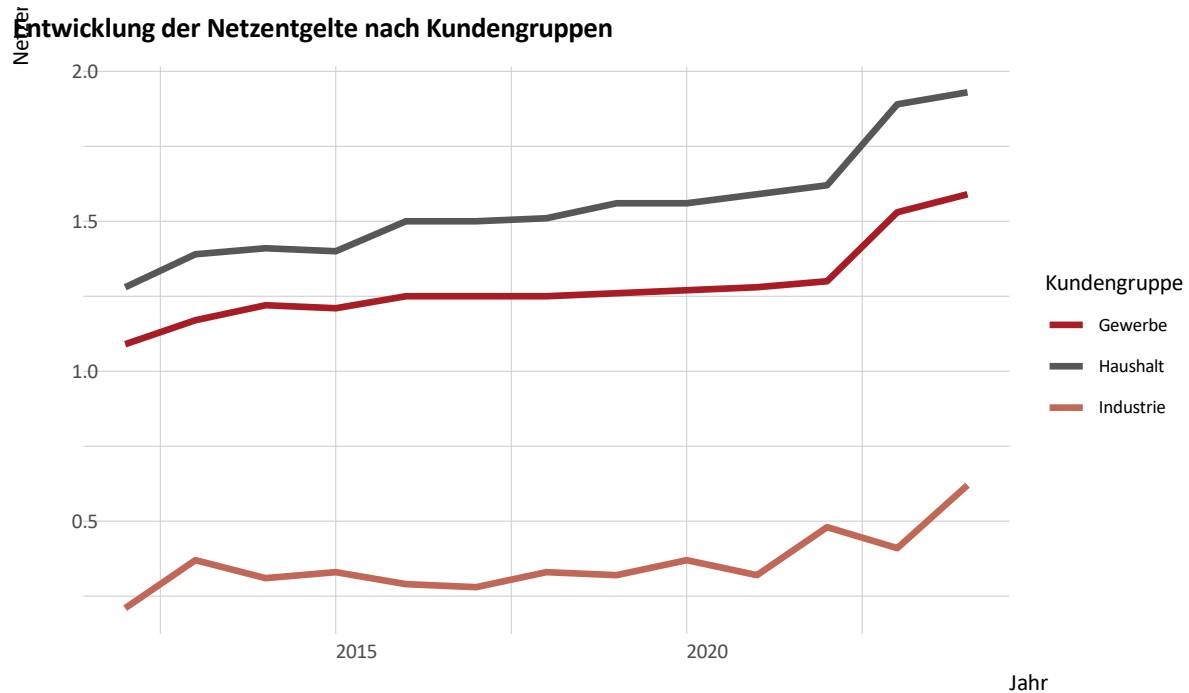
436. Somit sind nach Einschätzung der Monopolkommission zwei Fragen relevant: Zum einen muss geklärt werden, wie der Umbau des Gasnetzes möglichst kosteneffizient gestaltet werden kann und wie die nötigen Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden können. Zum anderen ist zu bestimmen, wer die Kosten der Stilllegung, des Umbaus oder des Rückbaus tragen sollte und inwiefern diese Entscheidung wiederum die Ausstiegssdynamik beeinflussen kann. Beide Fragen sollen im Folgenden diskutiert werden.

5.2 Systematik der Netzentgelte im Gasnetz

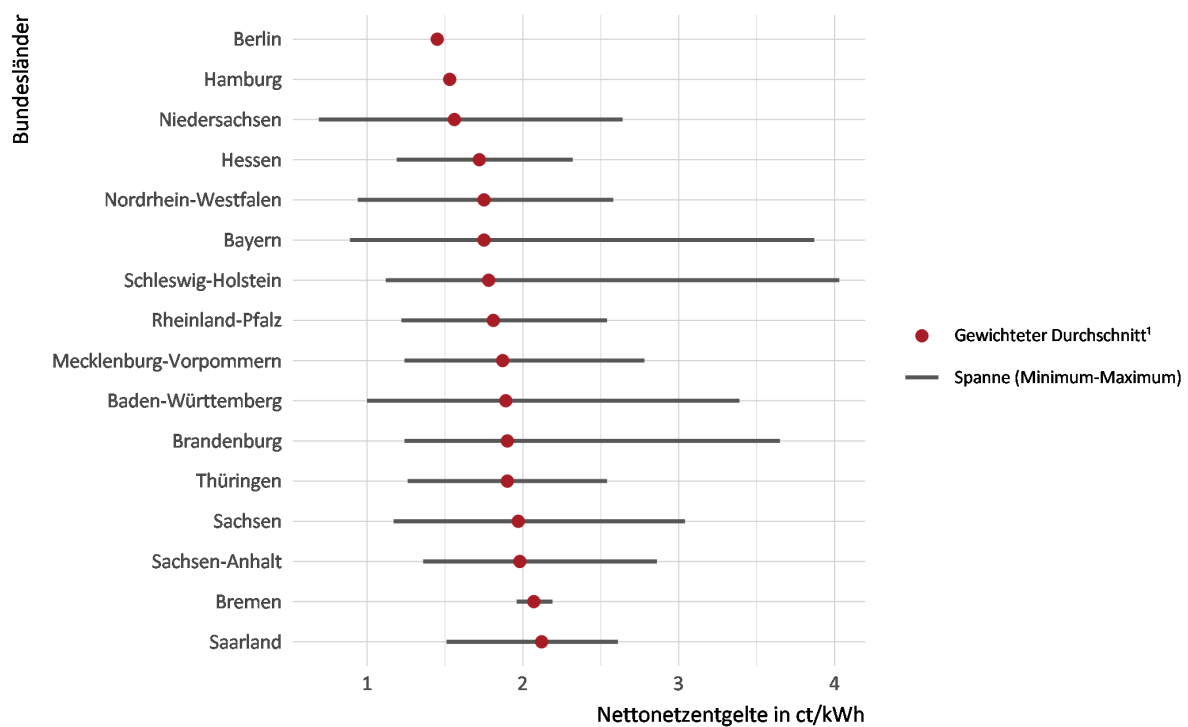
437. Ähnlich wie die Stromnetze werden Ausbau und Betrieb der Erdgasnetze über die Netzentgelte finanziert. Dabei werden die entstandenen Kosten auf die Endkundinnen und -kunden umgelegt. Neben einer fixen Preiskomponente, dem sog. Grundpreis, wird dabei ein Preis pro verbrauchter kWh erhoben (§18 Abs. 3 Gasnetzentgeltverordnung, GasNEV, 2005)⁷⁴. Während jedoch nahezu alle Unternehmen und Haushalte in Deutschland an das Stromnetz angeschlossen sind und daher zu dessen Finanzierung beitragen, gilt dies für das Gasnetz nicht. 2023 wurden 49,9 Prozent aller Wohngebäude in Deutschland mit Erdgas beheizt (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2024). Ebenso sind nur diejenigen Gewerbe- und Industrieunternehmen, die Erdgas zur Raumwärme oder für Produktionsprozesse nutzen, von der Entwicklung der Netzentgelte betroffen.⁷⁵ Die Herausforderungen für die zukünftige Netzentgeltsystematik im Erdgasbereich sind daher andere als im Stromsektor und benötigen dementsprechend andere Lösungen (vgl. Kapitel 2). Die Entwicklung der Netzentgelte inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für verschiedene Nutzergruppen seit 2012 ist in Abbildung 5.1 zu sehen. Ähnlich wie im Stromsektor sind die durchschnittlichen Netzentgelte für Gas für Industriekunden deutlich geringer als für Gewerbekunden und private Haushalte. Abbildung 5.2 zeigt die Unterschiede der Netzentgelte zwischen den Bundesländern.

⁷⁴ Ebenso wie die StromNEV wird die GasNEV zukünftig durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur ersetzt werden (vgl. bereits Tz. 56 ff. Bisher hat die Bundesnetzagentur allerdings kein entsprechendes Festlegungsverfahren eröffnet).

⁷⁵ 2022 nutzten 59 Prozent der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes in Deutschland Erdgas im Produktionsprozess, vgl. <https://www.ifo.de/pressemitteilung/2022-11-22/viele-industriefirmen-senken-gasverbrauch-ohne-produktion-zu-drosseln?>.

Abbildung 5.1: Entwicklung der Gasnetzentgelte nach Kundengruppen seit 2012

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2024).

Abbildung 5.2: Durchschnittliche Gasnetzentgelte für private Haushalte nach Bundesland

¹ mit Gewichtung entsprechend der Gasausspeisemenge in den berücksichtigten Verteilernetzen

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2024).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

438. Bei einem Rückgang der Erdgasnachfrage durch den Umstieg auf alternative Heiztechnologien wie Wärmepumpen und Fernwärme sinkt zwangsläufig der Kreis derer, die die Gasnetze über die Gasnetzentgelte finanzieren. Im Jahr 2024 wurden nur noch 5,2 Prozent der zum Bau genehmigten Wohnungen mit Gas beheizt, während es im Jahr 2014 noch 49,9 Prozent waren.⁷⁶ Dieser Rückgang der nachgefragten Gasmenge sowie der angeschlossenen Haushalte und Unternehmen geht jedoch nicht mit einer proportionalen Senkung der Netzkosten einher. Die Fixkosten des Netzes und insbesondere die ursprünglichen Investitionen beim Bau des Netzes sind hoch und weitgehend unabhängig von der Anzahl der Nutzenden sowie der durchgeleiteten Gasmenge. Eine Reduzierung der Gasnachfrage kann diese Kosten nachträglich nicht mehr senken, da die Investitionskosten bereits beim Bau des Netzes angefallen sind und über mehrere Jahrzehnte abgeschrieben werden. Zwar kann die Abtrennung einzelner Entnahmestellen die Betriebs- und Wartungskosten des Netzes verringern, diese Kostensenkungspotenziale hängen jedoch stark davon ab, inwiefern dadurch die Netzlänge sinkt, die bewirtschaftet und gewartet werden muss.

439. Je nachdem, wie die verbleibende Nachfrage geografisch verteilt ist, ergeben sich große Unterschiede in der weiterhin benötigten Netzinfrastruktur und den damit verbundenen Kosten. Die zukünftige Verteilung der Gasnachfrage ist jedoch aus heutiger Sicht kaum abzuschätzen. Wenn in einem Netzgebiet alle Endkundinnen und -kunden vom Gasnetz abgetrennt sind, können (Teil-)Netze stillgelegt werden, was die Betriebskosten reduziert. Sofern jedoch noch einzelne Nachfragerinnen und Nachfrager im Netz verbleiben, muss unter Umständen das gesamte Netz in einem Gebiet weiterbetrieben werden. In diesem Fall entstehen kaum Kosteneinsparungen, und die verbleibenden Kosten müssen auf einen relativ kleinen Kundenkreis umgelegt werden, was in der gegenwärtigen Systematik der Netzentgelte zwangsläufig zu signifikant höheren Netzentgelten pro kWh führt.

440. Im bisherigen Regulierungsrahmen ist der absehbare Ausstieg aus Erdgas als Energieträger weitgehend noch nicht berücksichtigt. Stattdessen wurde in der Vergangenheit von einer dauerhaften Nutzung der Gasnetze ausgegangen und die Abschreibungs- und Investitionshorizonte danach ausgerichtet.⁷⁷ Ohne Änderungen in der Netzentgeltsystematik drohen jedoch mehrere nachteilige Effekte: Erstens besteht die Gefahr unnötig hoher Systemkosten, weil eine nicht mehr zeitgemäße Regulierung Fehlanreize setzen und somit den Gasausstieg unnötig verlangsamen und verteuern könnte. Zweitens entsteht für die Netzbetreiber das Risiko von nicht mehr refinanzierbaren Investitionen (sog. stranded assets). Drittens können die steigenden Netzentgelte für die verbleibenden Haushalte und Unternehmen untragbare finanzielle Belastungen verursachen. Heutigen Prognosen zufolge könnten die Gasnetzentgelte demnach bei einer Beibehaltung der bisherigen Netzentgeltsystematik bis 2045 im Durchschnitt um den Faktor 3 bis 4 und im Extremfall um den Faktor 9 bis 16 ansteigen (Agora Energiewende, 2023).

⁷⁶ Vgl. <https://www.bdew.de/energie/waerme-waermewende-heizung/heizung-statistik/>

⁷⁷ Betreiber von Gasverteilnetzen sind daher bisher noch gesetzlich zum Betrieb der Netze und zu deren Instandhaltung verpflichtet, um dauerhaft sicherzustellen, dass sie die Nachfrage von Gas befriedigen können, vgl. §§ 16a i. V. m. § 15 Abs. 1, Abs. 3 EnWG sowie § 11 Abs. 1 EnWG.

5.3 Netzplanung auf Verteilnetze ausrichten

441. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, empfiehlt die Monopolkommission, ein verbindliches Planungsinstrument für Gasverteilnetze einzuführen, das den Rahmen für die Entscheidung über Umstellung auf Wasserstoff, Stilllegung oder Rückbau des Netzes bilden soll. Diese Planung sollte durch die Verteilnetzbetreiber vorgenommen und im Anschluss von einer Regulierungsbehörde geprüft werden. Es sollte insbesondere festgelegt werden, ob und zu welchem Zeitpunkt die Nutzung eines Gasverteilnetzes aufgrund einer vorgesehenen Stilllegung oder eines Rückbaus nicht mehr möglich ist oder ob – in Einzelfällen – eine Nutzung des Netzes über 2045 hinaus unter der Nutzung von biogenen Gasen oder Wasserstoff angestrebt wird.

5.3.1 Planungsvorgaben bisher auf überregionale Netze ausgerichtet

442. Verbindliche Planungsvorgaben bestehen bisher nur für überregionale Netze. So waren die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis Anfang 2024 einen Antrag zur Planung eines Wasserstoffkernnetzes in Deutschland vorzulegen (§ 28q Abs. 2 EnWG). Das zukünftige Wasserstoffkernnetz soll die wesentlichen Wasserstoffproduktionsstätten, Importpunkte, Wasserstoffverbrauchspunkte und -speicher miteinander verbinden und hat damit den Charakter eines überregionalen Wasserstofftransportnetzes (Bundesregierung, 2023, S. 88). Die Planungen für das Wasserstoffkernnetz wurde am 22. Oktober 2024 von der Bundesnetzagentur genehmigt (BNetzA, 4.13.01/10#1, 22.10.2024). Vorgesehen ist ein Leitungsnetz mit einer Länge von 9.040 km. Sechsfünftzig Prozent dieser Leitungen sollen durch die Umstellung bisher für den Erdgastransport genutzter Infrastruktur zur Verfügung gestellt werden (Abbildung 5.3). Eine Planung für Wasserstoffverteilnetze war in diesem Verfahren nicht vorgesehen, sondern sollte späteren Planungen vorbehalten bleiben (Bundesregierung, 2023, S. 88). Dementsprechend sah die Modellierung der Ausspeiseleistung im Antrag für das Wasserstoffkernnetz noch keine Mengen vor, die über Verteilnetze ausgespeist werden (FNB Gas, 2024, S. 23).

Abbildung 5.3: Wasserstoffkernnetz**Genehmigtes Wasserstoffkernnetz**

Quelle: Bundesnetzagentur.

443. Die Planung für die überregionale Gas- und Wasserstoffnetzinfrastruktur wird mit dem sog. Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff weitergeführt, der zukünftig alle zwei Jahre durch die Fernleitungsbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber vorzulegen ist (§ 15c EnWG). Ebenso wie das Wasserstoffkernnetz betrifft er die überregionale Infrastruktur. Er soll eine Modellierung des Fernleitungsnetzes beinhalten, das grundsätzlich keine Verteilnetze umfasst (§ 15 Abs. 1 S. 3, Abs. 2 S. 4-6 EnWG). Grundlage ist ein sog. Szenariorahmen, mit dem verschiedene Szenarien zur Entwicklung von Angebot und Nachfrage von Gas und Wasserstoff sowie dem Stand der Dekarbonisierung zu entwickeln sind (§ 15b EnWG). Der erste Szenariorahmen wurde am 30. April 2025 von der Bundesnetzagentur genehmigt (BNetzA, 4.13.01/11#1, 30.04.2025). Der Entwurf für den ersten Netzentwicklungsplan ist bis Februar 2026 vorzulegen (§ 15c Abs. 5 EnWG) und sodann von der Bundesnetzagentur zu bestätigen.

444. In diese Planung sind die Verteilnetzbetreiber stärker eingebunden.⁷⁸ Dennoch handelt es sich auch bei dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff um eine Planung überregio-

⁷⁸ Vgl. etwa § 15a Abs. 5, § 15c Abs. 1 S. 1 EnWG (Berücksichtigung von Informationen der Verteilnetzbetreiber und regionaler Investitionsvorhaben) sowie § 15a Abs. 2 S. 2, Abs. 3 S. 1 EnWG (Beteiligung der Verteilnetzbetreiber an der Planung etwaiger Investitionsmaßnahmen).

naler Netzinfrastruktur. Die prognostizierten Gas- und Wasserstoffbedarfe der Verteilnetzbetreiber sollen für diese Planung zwar abgefragt werden (vgl. BNetzA, 4.13.01/11#1, 30.04.2025, S. 39, 72), dies dient jedoch nur als Grundlage für die Planung des Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzes. Planungen zur Weiterentwicklung und Transformation der Verteilnetze sind nicht vorgesehen. Im Gegenteil verlangt § 15b Abs. 3 S. 3 EnWG die Berücksichtigung geeigneter Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber im Netzentwicklungsplan und setzt diese damit voraus.

445. Dies verdeutlicht, dass ein Planungsinstrument, das Transformation, Umbau und Stilllegung der Gasverteilnetze betrifft, nicht nur im Interesse der Nutzerinnen und Nutzer des jeweiligen Verteilnetzes, sondern auch für eine fundierte Planung der überregionalen Netzinfrastruktur erforderlich ist. (Planungs-)Instrumente, die eine flächendeckende Stilllegung der Gasverteilnetze oder deren Transformation zu Wasserstoffnetzen als Teil der Dekarbonisierungsbestrebungen ermöglichen, sind bislang allerdings nicht vorgesehen.

5.3.2 EU-Gaspaket sieht verbindliches Planungsinstrument für Gasverteilnetze vor

446. Das einzige bisher vorgesehene Planungsinstrument für Gasverteilnetze ist die Umstellungsplanung für Gasverteilnetze, die in sog. Wasserstoffnetzausbaugebieten liegen. Solche Gebiete können im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ausgewiesen werden, vgl. § 71k GEG (Gebäudeenergiegesetz, GEG, 2020), § 26 WPG). Die Betreiber solcher Netze können einen verbindlichen Fahrplan zur Umstellung von Gas auf Wasserstoff bis 2045 vorlegen. Sofern die Bundesnetzagentur diesen Fahrplan genehmigt, dürfen im Abdeckungsgebiet des Netzes weiterhin neue Gasheizungen eingebaut werden, sofern diese auf die Verbrennung von 100 Prozent Wasserstoff umrüstbar sind („H₂-ready“). Dafür muss der Netzbetreiber unter anderem den gegenwärtigen und zukünftig prognostizierten Verbrauch sowie die Herkunft des zukünftig genutzten Wasserstoffs aus den vorgelagerten Netzebenen darlegen (Vgl. § 71k Abs. 2 Nr. 2, Abs. 3 GEG sowie BNetzA, 4.28/1#1, 14.12.2024).

447. Die Erstellung eines solchen Fahrplans ist jedoch nicht verpflichtend und abhängig von den Planungsentscheidungen der jeweiligen Kommune. Sie betrifft zudem nur Netze, bei denen die zukünftige Versorgung mit Wasserstoff bereits hinreichend gesichert erscheint. Die Planung der Stilllegung von Gasverteilnetzen ist mit dem Instrument dagegen nicht möglich. Hierdurch dürfte die Erstellung eines Umstellungsfahrplans auf wenige Ausnahmefälle beschränkt bleiben (BNetzA, 4.28/1#1, 14.12.2024, S. 8). Das Bedürfnis nach einer flächendeckenden Transformationsplanung für Gasverteilnetze wird durch die Umstellungsfahrpläne daher nicht erfüllt.

448. Allerdings sieht der in Deutschland noch nicht umgesetzte Art. 57 der GasbinnenmarktRL (Richtlinie (EU) 2024/1788, GasbinnenmarktRL, 2024) die Einführung einer Stilllegungsplanung für Gasverteilnetzbetreiber vor. Diese soll vorzunehmen sein, wenn eine Verringerung der Erdgasnachfrage, die die Stilllegung von Erdgasverteilnetzen oder Teilen solcher Netze erfordert, zu erwarten ist. Diese Einschränkung des Anwendungsbereiches ist kritisch zu sehen. Angesichts des Ziels der Klimaneutralität und der damit einhergehenden sog. „Wärmewende“ wird nicht nur die Nachfrage nach Gas zurückgehen – beispielsweise durch den Austausch von Gasheizungen durch Wärmepumpen –, sondern auch die Verfügbarkeit von Erdgas, beispielsweise

durch die Stilllegung von Teilen des Fernleitungsnetzes. Auch diese Entwicklung sollte von der Stilllegungsplanung adressiert werden. Zu begrüßen ist dagegen, dass die europarechtlich vorgegebene Stilllegungsplanung angemessene Annahmen zur Verfügbarkeit und dem Verbrauch von Gas und Wasserstoff voraussetzen soll und an anderen verfügbaren Planungen auszurichten ist.

449. Die Vorgaben des Art. 57 GasbinnenmarktRL sollten in Deutschland möglichst zeitnah umgesetzt werden. Die Monopolkommission empfiehlt, über die unionsrechtlichen Vorgaben hinausgehend eine Planungsverpflichtung für alle Gasverteilnetzbetreiber einzuführen, auch wenn eine Verringerung der Erdgasnachfrage noch nicht abzusehen ist. Diese Pläne können dann einerseits als Grundlage dienen, um nach Abschluss der kommunalen Wärmeplanung – voraussichtlich ab 2026 oder 2028 – effiziente Entscheidungen über Investitionen in neue Heizsysteme und andere mit Gas betriebene Anlagen treffen zu können. Andererseits können die Regulierungsbehörden hierauf zurückgreifen, sofern das zukünftige Schicksal eines Gasverteilnetzes relevant für dessen weitere Regulierung ist.

450. Von der unionsrechtlich möglichen Ausnahme für Gasverteilnetze mit weniger als 45.000 Nutzerinnen und Nutzern (Art. 57 Abs. 5 GasbinnenmarktRL) sollte dagegen kein Gebrauch gemacht werden. Die hier skizzierten Fragen betreffen kleine Gasverteilnetze in gleichem Maße. Ein Verzicht auf eine fundierte Planung führt bei diesen Netzen lediglich dazu, dass die Fragen im – gegebenenfalls streitigen – Verhältnis zwischen Netzbetreiber sowie Kundinnen und Kunden zu klären sind, beispielsweise wenn letztere ihren Anschluss kündigen möchten, um auf eine andere Heiztechnologie zu wechseln.

5.3.3 Ausgestaltung eines Planungsinstrumentes für Gasverteilnetzbetreiber

451. Eine solche verbindliche, behördlich überprüfte Planung der Verteilnetzbetreiber dient dann einerseits als Grundlage für deren Investitionsentscheidungen. Sie soll verhindern, dass sie aufgrund ihres natürlichen Monopols die Netznutzerinnen und Netznutzer mit den Kosten ineffizienter Entscheidungen im Zusammenhang mit der Stilllegung oder der Weiterentwicklung der Gasnetze belasten können. Andererseits trägt sie dazu bei, industrielle, gewerbliche und private Nutzerinnen und Nutzer des Gasnetzes in die Lage zu versetzen, langfristig effiziente Entscheidungen über die Netznutzung zu treffen. Dies betrifft beispielsweise die Entscheidungen über den Ersatz oder die Weiternutzung von Heizsystemen oder die Weiterführung, Umstellung oder Einstellung von Produktionsanlagen, die bisher mit Erdgas betrieben werden.

452. Darüber hinaus kann eine verlässliche Planung als Grundlage für Regulierungsentscheidungen herangezogen werden, die schon jetzt Rechtsfolgen an das Schicksal des Gasnetzes und seiner Nutzerinnen und Nutzer knüpfen. Beispiele hierfür sind verkürzte Abschreibungszeiträume für Vermögensgegenstände, die Bestandteile von Netzen sind, die bis zum Jahr 2045 stillgelegt werden sollen (vgl. 5.4.1) oder die Frage, ob die Nutzerinnen und Nutzer des Gasnetzes über die Netzentgelte an den Kosten des Aufbaus von Wasserstoffinfrastruktur beteiligt werden dürfen (vgl. 5.6).

453. Dabei sollte der Inhalt der Entscheidung nicht durch Gesetzgeber oder Regulierungsbehörde vorgegeben werden. Vielmehr sollte den Netzbetreibern ausreichend Spielraum für diese Entscheidung und insbesondere für innovative, bisher nicht vorhersehbare (technische) Lösungen für die Weiterverwendung der Netze belassen werden.

454. Ein solches Planungsinstrument sollte Prognosen zum Angebot bzw. der Verfügbarkeit von Erdgas und Wasserstoff sowie zur Nachfrage danach im Abdeckungsgebiet des Gasverteilnetzes vorsehen. Basierend darauf kann die Wirtschaftlichkeit und Realisierbarkeit des Netzbetriebes als Gas- oder Wasserstoffnetz abgeschätzt werden. Dabei sollten alle relevanten Stakeholder und deren Planungen als Prognosegrundlage mit einbezogen werden. Dies betrifft überregionale Planungen wie das Wasserstoffkernnetz und den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff (vgl. Tz. 442 f.). Hinzu kommen lokale Planungen wie die kommunale Wärmeplanung (dazu eingehend Monopolkommission, 2024, Tz. 594 ff.), die Netzausbaupläne der Elektrizitätsverteilnetze (§ 14d EnWG) sowie die Wärmenetzausbau- und Dekarbonisierungsfahrpläne der Wärmenetzbetreiber (§ 32 WPG). Zudem sollten auch die Verbraucherinnen und Verbraucher von Gas und – potenziell – Wasserstoff in den Planungsprozess miteinbezogen werden, um deren Nachfrage belastbar abschätzen zu können und ihnen frühzeitig die Vorbereitung effizienter Investitionsentscheidungen zu ermöglichen.

455. Eine entsprechende Planungsverantwortung der Verteilnetzvertreiber sollte gesetzlich festgeschrieben werden und eine Überprüfung der Pläne durch die Bundesnetzagentur vorsehen. Andernfalls könnten die monopolistischen Verteilnetzbetreiber Anreize haben, die Planungsentscheidung über Stilllegung oder Transformation des Netzes auf ineffiziente Weise aufzuschieben oder unter unrealistischen Annahmen zu treffen, da sie die dadurch entstehenden Mehrkosten über die Netzentgelte auf die Netznutzerinnen und Netznutzer abwälzen können (vgl. auch Tz. 462). Sowohl Gasverteilnetzbetreiber, als auch die überprüfende Regulierungsbehörde sollten ihre Planung und Entscheidung innerhalb eines vorgegebenen Zeitraums treffen und den Plan später ggf. auf Aktualität überprüfen, um sicherzustellen, dass er eine belastbare Entscheidungsgrundlage für Netzbetreiber sowie Gasnutzerinnen und -nutzer darstellt.

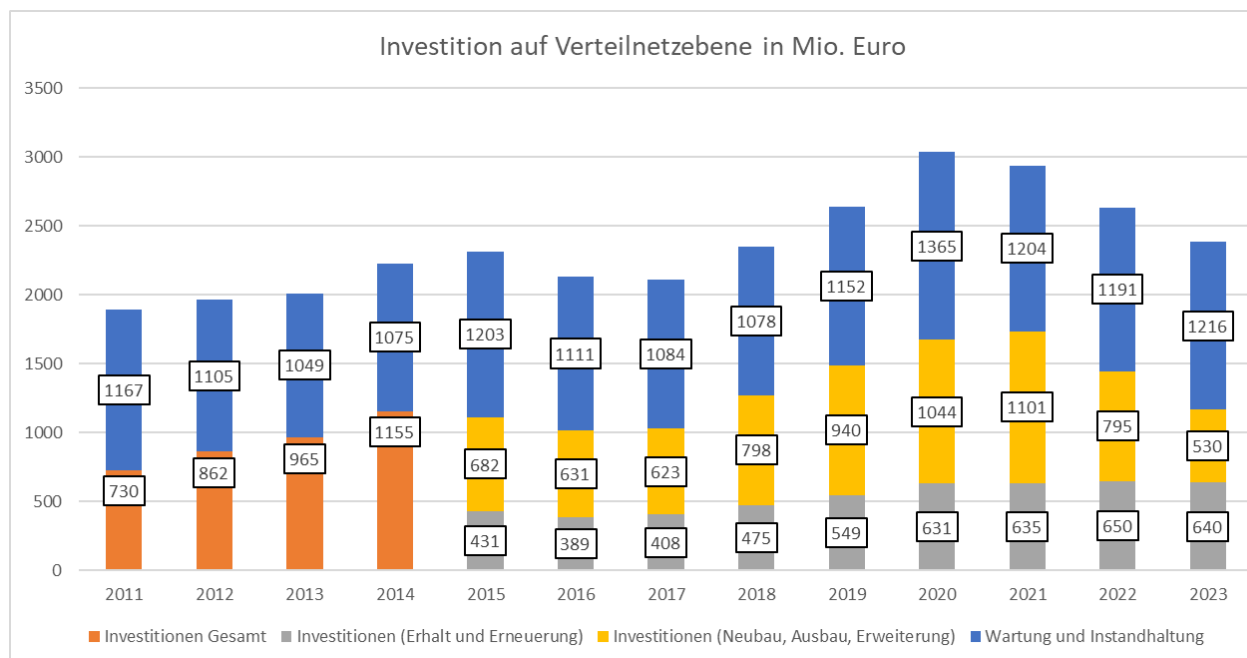
5.4 Anforderungen der Stilllegung adressieren

456. Zur Adressierung der Herausforderungen einer angestrebten Stilllegung bzw. des Rückbaus von Gasverteilnetzen existieren verschiedene politische Handlungsoptionen. Aufgrund der langen Planungs- und Investitionszeiträume sollten regulatorische Weichenstellungen möglichst frühzeitig erfolgen, auch wenn der Ausstieg aus Erdgas als Heizenergieträger gegenwärtig die große Mehrheit der Endkundinnen und -kunden noch nicht akut betrifft. Ziel des politischen Handelns sollte sein, langfristige Planungssicherheit sowohl für die Netzbetreiber als auch für Endkundinnen und -kunden herzustellen. Bei den diskutierten Maßnahmen ist aus Sicht der Monopolkommission zu unterscheiden, ob diese in der Lage sind, die Gesamtkosten des Systems zu senken, oder ob es sich nur um eine Verschiebung der Kosten im zeitlichen Verlauf bzw. zwischen verschiedenen Kundengruppen handelt. Handlungsoptionen, die die Systemkosten senken können, sollten Priorität gegenüber anderen Maßnahmen haben.

5.4.1 Flexiblere Abschreibung der Netzkosten ermöglichen

457. Eine Möglichkeit zur zeitlichen Verschiebung der Netzkosten ist eine Änderung der Abschreibungssystematik. Bisher galt für die Gasinfrastruktur im Regelfall eine Abschreibungsdauer von 45 Jahren. Dies führt jedoch dazu, dass ein signifikanter Teil der Netzinvestitionen bis 2045 nicht refinanziert werden kann. Dies gilt insbesondere, da immer noch jährlich mehr als eine Milliarde Euro in den Erhalt und Ausbau der Netze investiert wird (vgl. Abbildung 5.4).

Abbildung 5.4: Investitionen in die Gasverteilnetze



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2024).

458. Die Bundesnetzagentur hat bereits auf diese Entwicklung reagiert und mit der Festlegung zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungen die Abschreibungsmodalitäten für die Gasnetzbetreiber flexibilisiert (BNetzA, GBK-24-02-2, 25.09.2024). Demnach können seit 2025 die Gasnetze bis 2045 und in begründeten Ausnahmefällen bereits bis 2035 vollständig abgeschrieben werden. Zudem sind neben den bisher üblichen linearen Abschreibungen auch degressive Abschreibungen mit Sätzen bis zu zwölf Prozent möglich.

459. Durch diese Veränderung ist hauptsächlich von drei Effekten auszugehen: Erstens kann so sichergestellt werden, dass die Netze tatsächlich bis 2045 refinanziert werden. Zweitens verteilen sich die Kosten auf mehr Nutzerinnen und Nutzer, da ein Teil der Kosten nun zeitlich nach vorne verschoben wird, solange noch eine höhere Anzahl an Haushalten an das Gasnetz angeschlossen ist. Dies senkt zwar die Gesamtkosten nicht, da es sich nur um eine zeitliche Verschiebung handelt, verhindert aber, dass die Belastung für die später verbleibenden Endkundinnen und -kunden langfristig stark ansteigt. Ein dritter Effekt ist, dass die Netzentgelte voraussichtlich kurzfristig stärker ansteigen werden, als dies unter der alten Abschreibungssystematik der

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Fall war. Gleichzeitig soll so der Anstieg der Netzentgelte insbesondere in den letzten Jahren vor 2045 gedämpft werden.

460. Die Monopolkommission begrüßt die Flexibilisierung der Abschreibungsmodalitäten, um die Refinanzierung der Netze sicherzustellen und einen sprunghaften Anstieg der Netzentgelte bis 2045 zu vermeiden. Mittelfristig sollten die erleichterten Abschreibungsmöglichkeiten und die damit einhergehenden Ausgestaltungsoptionen allerdings nur noch unter der Voraussetzung einer regulierungsbehördlich genehmigten Stilllegungsplanung zur Verfügung stehen. Die erleichterte Abschreibung ist bisher nicht verpflichtend. Die Netzbetreiber stehen daher vor der Wahl zwischen schneller Refinanzierung durch zeitnahe hohe Abschreibungen und dem Erhalt der Verzinsungsbasis durch langsame Abschreibungen, was zu einer Maximierung des regulatorisch zulässigen Gewinns führt (BNetzA, GBK-24-02-2, 25.09.2024, Tz. 19). Um zu verhindern, dass diese Wahlmöglichkeiten zulasten der Netznutzerinnen und -nutzer ausgeübt werden, sollten Gasverteilnetzbetreiber – nach einer entsprechenden Übergangsfrist – diese Optionen nur nutzen dürfen, wenn Netznutzerinnen und -nutzer ihre Investitionsentscheidungen auf verbindliche Planungen des Netzbetreibers stützen können. Gleichzeitig sollten die nötigen Schritte unternommen werden, um neben der zeitlichen Verschiebung der Kosten auch die gesamten Systemkosten zu senken.

5.4.2 Stilllegung von Teilnetzen als Mittel zur Kostensenkung

461. Das größte Einsparpotenzial hinsichtlich der Netzkosten ergibt sich durch die Stilllegung von Teilnetzen. Werden Teile des Netzes stillgelegt, können die Betriebskosten gesenkt und somit auch die Belastung der Unternehmen und Haushalte durch Netzentgelte vermieden werden. Der Ausstieg aus der Erdgasnutzung findet deutschlandweit in sehr unterschiedlicher Geschwindigkeit statt. Je nach Bundesland schwankt beispielsweise der Anteil von Gasheizungen an der Gesamtzahl der Wohnungen zwischen 30,4 Prozent im Saarland und 62,6 Prozent in Niedersachsen.⁷⁹ Auf Ebene der Städte und Landkreise ist diese Heterogenität noch deutlich größer.⁸⁰ Es ist demnach zu erwarten, dass in einigen Teilnetzen die Anzahl der angeschlossenen Nutzerinnen und Nutzer deutlich schneller abnehmen wird als in anderen Regionen. Insbesondere Teilnetze, in denen nur noch wenige Endkundinnen und -kunden verbleiben, führen dabei zu erhöhten Netzentgelten für die letzten verbliebenen Nutzenden. Hier bietet sich demnach volkswirtschaftlich das größte Einsparpotenzial, indem bevorzugt die Netze stillgelegt werden, mit denen nur noch sehr wenige Endkundinnen und -kunden versorgt werden. Die Stilllegung dieser Netze setzt die Kündigung der Anschlüsse für die verbleibenden Unternehmen und Haushalte voraus. Aus Sicht der Monopolkommission sollten Anreize geschaffen werden, die zu einer möglichst frühzeitigen Stilllegung insbesondere von Netzen mit nur noch wenigen verbleibenden Nutzerinnen und Nutzern führen, um so die Betriebskosten des Gasnetzes zu verringern.

⁷⁹ Vgl. <https://www.bdew.de/media/documents/231221-BDEW-WHD2023.pdf>, S. 17.

⁸⁰ Betrachtet man alle deutschen Städte mit mindestens 100.000 Einwohnern, liegt der Anteil der Gasheizungen zwischen 17,2 % in Wolfsburg und 76,8 % in Oldenburg.

462. Der wirtschaftliche Anreiz für die Netzbetreiber zur eigenmächtigen Abschaltung von Netzen erscheint bislang gering: Zum einen können die Netzkosten unabhängig von der Anzahl der Nutzenden vollständig auf diese umgelegt werden. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht spielt also die Anzahl der verbleibenden Kundinnen und Kunden keine große Rolle, da die Anzahl die Erlöse nicht unmittelbar beeinflusst. Im Gegenteil kann aus Sicht der Netzbetreiber ein möglichst langer Betrieb des Netzes vorteilhaft sein, da ein stillgelegtes Netz keine Umsätze generieren kann und nur noch Kosten verursacht. Zum anderen stehen neben den wirtschaftlichen Anreizen auch rechtliche Hürden einer vorzeitigen Abschaltung von Teilnetzen entgegen. So sind Netzbetreiber im Rahmen der allgemeinen Anschlusspflicht gemäß § 18 EnWG bisher noch verpflichtet, Haushalte an das Netz anzuschließen und können diese nicht beliebig vom Netz trennen.

5.4.3 Allgemeine Anschlusspflicht abschwächen

463. Um die gesamtwirtschaftlich erwünschte Stilllegung von Teilnetzen zu ermöglichen, könnte daher die allgemeine Anschlusspflicht des § 18 EnWG abgeschwächt werden. Dabei muss jedoch die Wärmeversorgung für alle Nutzerinnen und Nutzer zu jeder Zeit sichergestellt sein. Aufgrund der langen Investitionshorizonte im Wärmesektor sollte deswegen eine ausreichend lange Vorlaufzeit eingehalten werden. Zudem sollte für die Ausnahme von der Anschlusspflicht eine behördlich genehmigte Stilllegungsplanung vorausgesetzt werden, um zu verhindern, dass Anschlussverweigerung oder -kündigung missbräuchlich eingesetzt werden.

464. In einigen europäischen Ländern wie den Niederlanden und Dänemark dürfen bereits heute Neubauten nicht mehr an das Gasnetz angeschlossen werden. Kommunen haben darüber hinaus die Möglichkeit, Gebiete auszuweisen, in denen auch bei existierenden Wohnhäusern kein Rechtsanspruch auf einen Abschluss mehr besteht. Zusätzlich dürfen Gasnetzbetreiber in den Niederlanden Haushalte mit einer Vorlaufzeit von acht Jahren vom Gasnetz trennen (Regulatory Assistance Project/Öko-Institut, 2024). Art. 38 Abs. 4 der GasbinnenmarktRL sieht ebenfalls eine Ausnahme von der Anschlusspflicht vor, sofern ein Stilllegungsplan vorliegt, der von der zuständigen Behörde gebilligt wurde. Die Monopolkommission empfiehlt unter der Annahme des Gasausstiegs bis 2045, diese Regelung in Deutschland zeitnah umzusetzen. Dadurch wird den Netzbetreibern die benötigte Zeit für die Stilllegungsplanung gegeben und Netznutzerinnen und -nutzern im Anschluss ihre Investitionsentscheidung ermöglicht.

5.4.4 Teilstilllegungen anreizen

465. Neben der rechtlichen Möglichkeit müssen auch die regulatorischen Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass die Netzbetreiber in ihrem eigenen betriebswirtschaftlichen Interesse zur Abschaltung von Netzen animiert werden. Zunächst sollten dafür eindeutige Kriterien und Kennzahlen festgelegt werden, anhand derer eine Abschaltung einzelner (Teil-)Netze durch den Netzbetreiber ermöglicht wird. Dies könnte z. B. die Anzahl der Kundinnen und Kunden pro km Netzlänge in einem Netzgebiet sein. Andere Kriterien wie z. B. die gelieferte Menge an Erdgas in kWh pro km Netzlänge oder die angeschlossene Leitungskapazität in MW pro km Netzlänge sind ebenfalls denkbar (Rosenow u. a., 2024). Die Abschaltung eines Netzes

und die Kündigung der verbleibenden Anschlüsse könnte dann nur eingeleitet werden, wenn die vorher festgelegte Kennzahl unterschritten wird. Die Festlegung der Grenzwerte sollte im Rahmen der oben skizzierten Stilllegungsplanung stattfinden.

466. Bei einer vorzeitigen Stilllegung ist der Restwert des Netzes voraussichtlich noch nicht abgeschrieben, was eine Sonderabschreibung zum Zeitpunkt der Abschaltung erfordern würde. Gleichzeitig entgehen dem Netzbetreiber bei einer vorzeitigen Stilllegung des Netzes Einnahmen durch die dann nicht mehr erhobenen Netzentgelte. Dies könnte durch einen Bonus auf den Restabschreibungswert, beispielsweise in Höhe von 15 Prozent, kompensiert werden. Dieser Bonus könnte wiederum im Rahmen der Anreizregulierung auf die Netzentgelte umgelegt werden. Ein höherer Bonus verstärkt dabei den Anreiz zur frühzeitigen Stilllegung, erhöht aber auch die auf die Endkundinnen und -kunden umgelegten Netzkosten. Da es sich jedoch um einen einmaligen Bonus handelt, bleibt der Effekt auf die durchschnittlichen Netzentgelte begrenzt (Agora Energiewende, 2023). Der Bonus sollte dabei frühzeitig im Rahmen der Stilllegungsplanung festgelegt werden, um für alle Akteure eine langfristige Planung zu ermöglichen (vgl. Kapitel 5.3).

467. Zusätzlich zum beschriebenen Bonus könnte auch ein Malus-System implementiert werden, wenn ein Netzbetreiber ein volkswirtschaftlich nicht mehr vorteilhaftes Netz trotz der Möglichkeit des Bonus weiter betreiben möchte. Hierzu könnte festgelegt werden, dass die Netzkosten bei der Unterschreitung des zuvor festgelegten Grenzwertes nicht mehr vollständig regulatorisch angerechnet werden können. Dann könnten die Netzbetreiber die Kosten für den Netzbetrieb in diesem (Teil-)Netz nicht mehr vollständig an die Endkundinnen und -kunden weitergeben. Dies würde den Weiterbetrieb dieser (Teil-)Netze automatisch weniger profitabel für den Netzbetreiber machen und eine frühzeitige Stilllegung anreizen. Auch dieses System ließe sich voraussichtlich mit relativ begrenztem Aufwand über die bisherige Anreizregulierung abbilden.

468. Eine Verpflichtung zur Stilllegung von Teilnetzen, wenn ein festgelegter Grenzwert unterschritten wird, ist dagegen aus Sicht der Monopolkommission keine geeignete Option, da dies einen starken Eingriff in den Markt darstellen würde und die marktlichen Anreize ausreichen sollten, um das volkswirtschaftlich erwünschte Verhalten der Akteure zu induzieren.

5.4.5 Regulierungsperiode verkürzen

469. Bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode von derzeit fünf auf beispielsweise drei Jahre werden Kostensenkungen, die durch Stilllegung von Teilnetzen entstehen, schneller weitergegeben. Bisher beträgt die Regulierungsperiode für die Gasnetze fünf Jahre. Die Erlösobergrenze, aus der die Netzentgelte gebildet werden, wird ebenfalls für diese fünf Jahre festgelegt. Einsparungen durch Effizienzgewinne innerhalb dieses Zeitraums erhöhen somit den Gewinn des Netzbetreibers, werden jedoch nicht in Form von geringeren Netzentgelten an die Endkundinnen und -kunden weitergegeben. Dies soll Anreize zur Effizienzsteigerung durch die Netzbetreiber setzen. Die eingesparten Kosten werden dann in der nächsten Regulierungsperiode berücksichtigt und weitergegeben.

470. Ebenso wie der gesamte Regulierungsrahmen basiert auch diese Vorgabe auf der Vorstellung einer dauerhaft konstanten Nachfrage nach Erdgas. Bei einer absehbar signifikant fallenden Anzahl an angeschlossenen Haushalten und damit verbundenen Kostensenkungen für die Netzbetreiber kann jedoch eine Verkürzung der Regulierungsperiode sinnvoll sein. Damit könnte die in Zukunft zu erwartende stärkere Stilllegungsdynamik besser berücksichtigt werden. Gleichzeitig können auch unvorhergesehene Kostensteigerungen im Rahmen der Wärmewende durch eine kürzere Regulierungsperiode besser abgebildet werden (Agora Energiewende, 2023). Bei einer längeren Regulierungsperiode könnte aus Sicht der Netzbetreiber ein Anreiz geschaffen werden, Netze früher und insbesondere am Anfang einer neuen Regulierungsperiode stillzulegen, da die eingesparten Betriebskosten dann noch länger den Gewinn erhöhen und erst zur nächsten Periode weitergegeben werden müssen.

471. Die Monopolkommission begrüßt daher den Plan der Bundesnetzagentur, die Regulierungsperiode im Rahmen der Festlegung zur Anreizregulierung auf drei Jahre zu verkürzen (Bundesnetzagentur, 2025c, S. 3). Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die Dauer der Regulierungsperiode vor allem Verteilungswirkungen hat. Eine längere Periode erhöht tendenziell den Gewinn der Netzbetreiber, führt jedoch auch zu höheren Netzentgelten für die Endkundinnen und -kunden. Eine Verkürzung der Regulierungsdauer würde sowohl den Gewinn als auch die Netzentgelte verringern. Simulationen zeigen, dass der Anstieg der Netzentgelte bei einer einjährigen Regulierungsperiode um ca. 30 bis 40 Prozent geringer ausfallen könnte, als es bei der bisherigen fünfjährigen Periode der Fall ist (Agora Energiewende, 2023).

5.5 Stilllegungs- und Rückbaukosten adressieren

472. Der größte Teil der Gasverteilnetze wird langfristig voraussichtlich nicht für andere Verwendungszwecke, etwa den Transport von Wasserstoff oder Biogas benötigt werden. Für die große Mehrheit der bisher an das Gasnetz angeschlossenen Unternehmen und Haushalte stellt sich also die Frage, wie die Stilllegung bzw. der Rückbau des Anschlusses stattfinden kann und welche technischen und wirtschaftlichen Anforderungen damit verbunden sind. Für den Ausstieg eines einzelnen Anschlussnehmers aus dem Gasnetz bestehen prinzipiell drei Optionen, die sich hinsichtlich des technischen und finanziellen Aufwands erheblich unterscheiden können. Diese drei Optionen sind in der nachfolgenden Infobox dargestellt. Die lokalen Gegebenheiten können in bestimmten Fällen einen Rückbau unumgänglich machen. Für bis zu 90 Prozent des Netzes ist jedoch davon auszugehen, dass eine Stilllegung ausreichend ist (Wachsmuth u. a., 2019). Die gesamten Rückbau- und Stilllegungskosten bis 2050 werden auf EUR 11,4 Mrd. bis EUR 16,9 Mrd. geschätzt (Bouacida u. a., 2022).

Gasanschluss – Optionen bei Nutzungsstopp

Option	Maßnahme
Stilllegung	Die Erdgasleitungen werden entleert und verbleiben als Hohlraum im Boden. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.
Verdämmung und Versiegelung	Die Erdgasleitungen werden entleert und verbleiben im Boden. Sie werden mit Füllstoffen (wie Betonit) verfüllt. Der Leitungshohlraum wird geschlossen. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.
Rückbau	Die im Erdboden verlegte Gasleitung wird nach Aufforderung durch den Grundstückseigentümer ausgebaut und das Grundstück in den ursprünglichen Zustand zurückversetzt. Grundbuchliche Leitungssicherungsansprüche werden zurückgegeben. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Bothe (2017).

5.5.1 Rückbau möglichst vermeiden

473. Bisher ist rechtlich noch unklar, inwiefern die Stilllegungs- und Rückbaukosten regulatorisch anerkannt werden können (Agora Energiewende, 2023). Eine Anerkennung der Kosten würde die Netzentgelte ansteigen lassen, eine Nicht-Anerkennung könnte dagegen die Refinanzierbarkeit der Netze und die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs gefährden. Beide Effekte sollten daher möglichst abgemildert werden, indem die Versiegelung von Leitungen anstelle des deutlich teureren Rückbaus bevorzugt wird, soweit dies technisch möglich ist. Tabelle 5.1 zeigt die Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Stilllegungs- und Rückbauoptionen. Die tatsächlichen Kosten hängen stark von den lokalen Gegebenheiten ab. Aus Sicht der Monopolkommission kann der weitgehende Verzicht auf Rückbaumaßnahmen zugunsten anderer Optionen wie der Versiegelung von Leitungen die Kosten signifikant senken und sollte daher angestrebt werden. Hier sollte der Rechtsrahmen dahingehend angepasst werden, dass eine Verpflichtung zum Rückbau nur besteht, wenn dieser beispielsweise aus Umwelt- oder Sicherheitsgründen unvermeidbar ist. Außerhalb dieser zwingenden Gründe sollte ein Rückbau nur auf ausdrücklichen Wunsch und auf Kosten des Anschlussnehmers stattfinden.

Tabelle 5.1: Kosten verschiedener Stilllegungsmaßnahmen

Maßnahme	Kosten in Euro pro km
Stilllegung	20.000
Verdämmung und Versiegelung	70.000
Rückbau	280.000

Quelle: Bouacida et al. (2022).

5.5.2 Kostentragung der Stilllegung eindeutig regeln

474. In Deutschland ist bisher rechtlich nicht eindeutig geregelt, wer die Kosten für die Stilllegung bzw. den Rückbau eines Gasnetzanschlusses zu tragen hat (Verbraucherzentrale NRW, 2025b). Entsprechend entscheidet bisher jeder Netzbetreiber selbst, ob und in welcher Höhe er die anfallenden Kosten den Endkundinnen und -kunden in Rechnung stellt. Dabei zeigt sich eine große Bandbreite der anfallenden Kosten. In einer Befragung der nordrhein-westfälischen Verteilnetzbetreiber ist bei etwa der Hälfte der befragten Unternehmen sowohl die Stilllegung als auch der Rückbau für die Endkundinnen und -kunden kostenlos. Unter den Verteilnetzbetreibern, die ein Entgelt erheben, schwankt dieses zwischen EUR 84,50 und 1.520 für die Stilllegung und zwischen EUR 650 und 4.500 für den Rückbau (Verbraucherzentrale NRW, 2025b).

475. Vorstellbar ist, dass ein hohes Stilllegungs- oder Rückbauentgelt abschreckend auf Haushalte wirken und somit zu einer Verzögerung des Ausstiegs aus der erdgasgebundenen Wärmeversorgung führen kann. Anders als die Energiepreise sind die Kosten für Stilllegung und Rückbau bisher zudem bei vielen Versorgern nicht transparent ermittelbar, z. B. über die entsprechende Webseite. Da die Stilllegung bzw. der Rückbau von Gasanschlüssen und die damit verbundenen Kosten in Zukunft stark an Relevanz gewinnen werden, wäre eine Verpflichtung zur Veröffentlichung der entsprechenden Informationen durch die Netzbetreiber aus Sicht der Monopolkommission zu empfehlen. Diese Transparenzpflichten könnten analog zu den Veröffentlichungspflichten für die Netzentgelte ausgestaltet sein. Dies würde die Planbarkeit für die privaten Haushalte erhöhen, da so die Kosten für die Stilllegung bzw. den Rückbau bei Investitionsentscheidungen einfacher berücksichtigt werden könnten. Zudem könnte diese höhere Transparenz eine disziplinierende Wirkung auf diejenigen Netzbetreiber ausüben, die höhere Preise für die Stilllegung und den Rückbau verlangen.

476. Bei der Frage, wer die Kosten der Stilllegung bzw. des Rückbaus eines individuellen Anschlusses tragen sollte, sind prinzipiell mehrere Optionen denkbar. So ist unter anderem vorstellbar, dass die Kosten vollständig durch die jeweiligen Anschlussnehmerinnen und Anschlussnehmer, also beispielsweise die individuellen Haushalte, getragen werden müssen. In diesem Fall erscheint es sinnvoll, dass der Netzbetreiber die Höhe der Kosten begründen muss. Ansonsten hat der Netzbetreiber Anreize, verhältnismäßig teure Stilllegungen- oder Rückbaulösungen zu wählen, da er die Kosten weiterreichen kann. Für die Haushalte gibt es dann keine Ausweichmöglichkeit. Ohne Begrenzung der Kosten besteht somit die Gefahr, dass der Netzbetreiber

seine Marktmacht durch überhöhte Preise ausnutzt. Eine mögliche Lösung könnte darin bestehen, Wettbewerb bei der Umsetzung des Rückbaus bzw. der Stilllegung zuzulassen. Dann könnte ein Haushalt selbst ein beliebiges Unternehmen mit der Umsetzung der Maßnahmen beauftragen. Allerdings bestehen hier rechtliche Hürden, unter anderem dadurch, dass der Netzbetreiber im Regelfall Eigentümer des Gasnetzes ist und dieses daher nicht ohne Weiteres durch Kundinnen und Kunden oder Dritte modifiziert werden darf. Zusätzlich ergeben sich technische Hürden, da Baumaßnahmen am Netz Sicherheitsvorschriften unterliegen, für deren Einhaltung wiederum der Netzbetreiber verantwortlich ist.

477. Ebenso lässt sich argumentieren, dass der sichere Netzbetrieb in der Verantwortung des Netzbetreibers liegt und somit dieser für die Stilllegungskosten aufkommen muss. Dabei muss noch betrachtet werden, inwiefern diese Kosten regulatorisch angerechnet werden können. Wäre dies möglich, würden die Kosten auf die Netzentgelte umgelegt und die verbleibenden Kundinnen und Kunden würden die Kosten tragen. Das würde zwar die individuelle Kostenbelastung der aussteigenden Haushalte dämpfen, würde allerdings gleichzeitig die Netzentgelte für den verbleibenden Kundenkreis erhöhen. Zudem wäre in diesem Fall eine Regelung zur Bildung von Rückstellungen für diese zukünftig anfallenden Kosten zu empfehlen, um die Belastungen zeitlich besser zu verteilen. Falls die Stilllegungskosten durch den Netzbetreiber getragen werden müssen, aber nicht regulatorisch angerechnet werden können, verringern sie die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebes und schmälern den Gewinn des Netzbetreibers.

478. Prinzipiell könnten die Kosten auch über eine staatliche Förderung übernommen werden. In diesem Fall werden die Kosten auf den Staatshaushalt und damit auf alle Steuerzahlerinnen und -zahler umgelegt. Beispielsweise kostet die Stilllegung des Anschlusses in Dänemark für den Haushalt im Normalfall umgerechnet ca. EUR 1.300.⁸¹ Diese Kosten können jedoch durch einen staatlichen Fonds übernommen werden. Die Mittel des Fonds werden dabei jeweils Anfang des Jahres freigegeben. Haushalte, die ihren Anschluss stilllegen lassen möchten, nachdem die Mittel für das laufende Jahr erschöpft sind, müssen die Kosten selber tragen.

479. Auch ein Verursacherprinzip ist denkbar. Demnach müsste bei einer eigenen Kündigung der individuelle Haushalt die Stilllegungskosten tragen, bei einer Stilllegung des Netzes dagegen der Netzbetreiber. Dies erscheint verursachungsgerecht, könnte jedoch zu unerwünschten Anreizen führen. Aus Haushaltssicht könnte es sich in diesem Fall lohnen, den Wechsel von Erdgas zu einer anderen Wärmequelle so lange wie möglich hinauszuzögern, um die Kosten der Stilllegung nicht tragen zu müssen. Dies gilt aber umgekehrt auch für den Netzbetreiber. Zudem besteht die Gefahr, dass durch überhöhte Stilllegungsgebühren versucht wird, die Kundinnen und Kunden möglichst lange im Gasnetz zu halten. In diesem Fall sollte also die absolute Höhe der Stilllegungsgebühr reguliert werden. Da die Haushalte ansonsten der Preissetzung des Netzbetreibers ausgeliefert sind, erscheint ein solcher Eingriff gerechtfertigt.

480. Sollte es das Ziel sein, die Belastung für die Haushalte durch die Stilllegung abzumildern, aber gleichzeitig auch den möglichst frühen Ausstieg anzureizen, wäre auch eine zeitlich ge-

⁸¹ Die Gebühr beträgt derzeit 9.500 dänische Kronen, vgl. <https://evida.dk/kundeservice/ovrige-priser-og-gebyrer>.

staffelte Förderung möglich. Dabei würde für ein bestimmtes Jahr eine Förderungssumme festgelegt, die dem Haushalt einmalig zur Deckung der Stilllegungskosten ausgezahlt wird. Der gezahlte Betrag je Haushalt könnte nach einem frühzeitig festgelegten Plan jährlich verringert werden. Dadurch hätten Haushalte einen Anreiz, möglichst früh aus dem Netz auszusteigen, um noch die höhere Förderungszahlung zu erhalten.

481. Die Auswahl zwischen diesen oder weiteren – hier nicht erwähnten – Alternativen zur Kostenübernahme haben vor allem distributive Auswirkungen und sollten entsprechend im politischen Diskurs verhandelt werden. Dabei sollten auch die allokativen Anreizwirkungen nicht unberücksichtigt bleiben. Wenn es ein politisches Ziel ist, Haushalte und Unternehmen zum möglichst schnellen Wechsel von Erdgas zu anderen Energieträgern anzureizen, sollten die Kosten für diesen Wechsel so gering wie möglich gehalten werden. Dies würde für eine Übernahme der Kosten durch den Netzbetreiber oder durch staatliche Zuschüsse sprechen. Stilllegungs- bzw. Rückbaukosten in mittlerer vierstelliger Höhe verteuern den Wechsel von Erdgas zu anderen Wärmequellen signifikant und können so diese Investitionsentscheidung beeinflussen, sodass der Ausstieg aus der Gasversorgung verzögert wird.

5.6 Quersubventionen vermeiden

482. Sofern die Gasverteilnetze nicht stillgelegt, sondern über 2045 hinaus weiterbetrieben werden sollen, besteht die Herausforderung, die dadurch entstehenden Kosten effizient auf die betroffenen Nutzergruppen aufzuteilen. Die Monopolkommission hat bereits 2021 empfohlen, die Entwicklung der Wasserstoffnetze nicht durch Quersubventionen aus den Gasnetzentgelten zu finanzieren, vor allem, um effiziente Investitionen in die Wasserstoffnetze anzureizen (Monopolkommission, 2021, Tz. 297 ff.). In Deutschland wurde dieser Grundsatz bei der Ausgestaltung des Finanzierungs- und Regulierungsrahmen für das Wasserstoffkernnetz im Wesentlichen berücksichtigt. Die Finanzierung folgt nicht durch die Gasnetzentgelte, sondern durch ein eigenes Wasserstoffnetzentgelt. Hinzu kommt eine Zwischenfinanzierung mit öffentlichen Mitteln. Die Monopolkommission empfiehlt darüber hinaus, auch bei der Transformation der Verteilnetze von Gas auf Wasserstoff sicherzustellen, dass Anreize zu effizienten Investitionen nicht durch Quersubventionen zwischen verschiedenen Nutzergruppen verzerrt werden.

483. Anderenfalls kann es vor allem zu Beginn des Aufbaus der Wasserstoffnetze zu ineffizient hohen Investitionen kommen, wenn die vollen Investitionskosten nicht verursachungsgerecht von den Nutzerinnen und Nutzern des Wasserstoffnetzes, sondern zum Teil auch von denen des Gasverteilnetzes getragen werden (Monopolkommission 2021, Tz. 299 ff). Zudem werden die Gasnetzentgelte mit einem fortschreitenden Ausstieg für die verbleibenden Nutzerinnen und Nutzer steigen (Tz. 438 f.). Das führt zu ökonomisch effizienten Anreizen, auf alternative Energieträger umzusteigen. Durch eine zusätzliche finanzielle Belastung durch eine Quersubventionierung können diese Anreize jedoch ineffizient zu hoch werden, sodass der Gasausstieg unnötig schnell vollzogen wird und somit höhere Kosten verursacht als nötig. Daneben ist eine Quersubventionierung auch aus verteilungspolitischen Gründen abzulehnen. Denn dadurch

werden auch Haushalte zusätzlich belastet, die nur schwer wechseln können, z. B. Mieterinnen und Mieter oder Haushalte mit niedrigem Einkommen.

484. Ein Weiterbetrieb der Gasverteilnetze über das Jahr 2045 hinaus ist angesichts der Klimaziele nur dann möglich, wenn diese Netze zur Verteilung klimaneutraler Gase genutzt werden. Dabei ist eine mögliche Option die Nutzung von Biogas oder anderen CO₂-neutralen Kohlenwasserstoffen – etwa aus Power-to-Gas-Prozessen.⁸² In diesen Fällen kann der Netzbetrieb grundsätzlich fortgeführt werden: Netzbestandteile und bestehende Endeinrichtungen – etwa industrielle Anlagen oder Heizsysteme – können ohne grundlegende Umrüstung weiter betrieben werden. Die Nutzerinnen und Nutzer tragen die Kosten weiterhin über die Netzentgelte. Angesichts der geringen Verfügbarkeit von Biogas und der hohen Kosten von Power-to-Gas ist aus heutiger Sicht davon auszugehen, dass eine solche Umstellung nur in den wenigsten Fällen wirtschaftlich darstellbar sein wird (Frontier Economics, 2018).

485. Die zweite Option für den Weiterbetrieb der Gasverteilnetze besteht in der Umstellung auf Wasserstoff. Dieser Weg erfordert allerdings Investitionen sowohl aufseiten der Netzbetreiber als auch bei den Gasnutzerinnen und -nutzern. Wasserstoff stellt andere technische Anforderungen an die Gasinfrastruktur als Erdgas. Aufgrund seiner geringeren Molekülgröße diffundiert Wasserstoff leichter durch Materialien und erfordert daher besonders dichte und kompatible Werkstoffe. Während moderne Kunststoffleitungen dafür in der Regel geeignet sind, können ältere Stahlleitungen, Dichtungen, Armaturen sowie Druckregel- und Messanlagen problematisch sein und müssten angepasst oder ersetzt werden. Eine sorgfältige Prüfung und gegebenenfalls umfassende Ertüchtigung des Verteilnetzes ist somit Voraussetzung für eine Umstellung.

486. Viele der Investitionen, die auf eine spätere Umstellung auf Wasserstoff abzielen, fallen bereits vor der tatsächlichen Umstellung im laufenden Betrieb des Gasnetzes an. Hierzu zählen insbesondere sog. H₂-ready-Investitionen – also Maßnahmen, bei denen ohnehin erforderliche Erneuerungen oder Erweiterungen des Netzes von vornherein so ausgelegt werden, dass sie zu einem späteren Zeitpunkt mit vertretbarem Aufwand auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden können. Diese Investitionen sind meist teurer als konventionelle Maßnahmen, werden jedoch bereits vor der eigentlichen Umstellung im Rahmen des regulären Netzbetriebs getätigt.

487. Daneben entstehen auch aufseiten der Endkundinnen und -kunden Umstellungskosten. Industrieprozesse müssen von Gas auf Wasserstoff umgestellt werden, bestehende Gaskessel müssen ausgetauscht werden und durch Wasserstoffheizungen ersetzt werden. Selbst bei der

⁸² Power-to-Gas bezeichnet die Nutzung (erneuerbaren) Stroms zur Produktion gasförmiger Energieträger, insbesondere durch Elektrolyse von Wasser zu Wasserstoff. In einem weiteren Schritt kann dieser Wasserstoff mit CO₂ methanisiert werden (Sabatier-Reaktion), wodurch synthetisches Methan entsteht, das ins Erdgasnetz eingespeist oder gespeichert werden kann. Bei Verwendung von „grünem“ Wasserstoff und biogenem oder aus der Luft abgeschiedenem CO₂ gilt das Verfahren als CO₂-neutral.

Nutzung sog. H₂-ready-Gasheizungen⁸³ sind Anpassungen erforderlich, da eine vollständige Kompatibilität mit Wasserstoff in der Regel nicht ohne technische Nachrüstung erreicht wird. Nicht für alle Netznutzerinnen und -nutzer wird daher eine Umstellung auf Wasserstoff sinnvoll abbildbar sein. Es werden sich daher zwei Gruppen entwickeln: (1) Diejenigen, die gemeinsam mit dem Netzbetreiber von Erdgas zu Wasserstoff migrieren wollen und bereit sind, in entsprechende Prozesse und Heizgeräte zu investieren. (2) Diejenigen, die spätestens mit der Umstellung des Netzes aus der Gasnutzung aussteigen, entweder weil die bisherige Tätigkeit auf eine andere Energieversorgung umgestellt werden soll – z. B. durch Elektrifizierung industrieller Prozesse – oder durch den Ersatz von Gasheizungen durch Alternativen – z. B. elektrisch betriebene Wärmepumpen.

5.6.1 Regulierungsrahmen sieht bisher strikte Kostentrennung vor

488. Die Kosten von Investitionen in Gasverteilnetze werden – wie alle übrigen Netzkosten – über die Netzentgelte durch Netznutzerinnen und -nutzer finanziert. Der Umfang der vom Netzbetreiber zu erhebenden Netzentgelte wird von den Regulierungsbehörden durch die Festlegung einer Entgeltobergrenze auf Grundlage der Kosten der Betriebsführung festgelegt (vgl. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG, § 4 ff. GasNEV, § 4 ff. ARegV). Derzeit werden nur Kosten berücksichtigt, die für den Betrieb des Gasnetzes anfallen, nicht jedoch solche, die durch die Umstellung auf ein Wasserstoffnetz entstehen. Anzusetzen sind nämlich nur Kosten, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG, § 4 Abs. 1 GasNEV). Hierzu zählen die Kosten für die Umstellung auf ein Wasserstoffnetz nicht, weil Gas- und Wasserstoffnetze nicht strukturell vergleichbar sind, sondern erheblich unterschiedlichen Anforderungen und Kostenstrukturen unterliegen.

489. Die Regulierungsvorschriften für Wasserstoffnetze greifen diesen Grundsatz ebenfalls auf und sehen ausdrücklich vor, dass sog. Vorlaufkosten – also Kosten, die vor der Festlegung eines einheitlichen Wasserstoffnetzentgeltes für das Wasserstoffkernnetz entstehen – in den Wasserstoffnetzentgelten berücksichtigt werden (§ 28r Abs. 1 S. 6 EnWG). Diese Vorlaufkosten können dann verzinst in der ersten Kostengenehmigung der Bundesnetzagentur geltend gemacht (BNetzA, GBK-24-01-2#1, 06.06.2024, Tz. 124) und dann annuitätisch über bis zu zehn Jahre durch Zuschläge auf die genehmigten Netzkosten verteilt (§ 14 Abs. 1 S. 6 Wasserstoffnetzentgeltverordnung, WasserstoffNEV, 2021) werden. Korrespondierend hierzu schreibt § 13 S. 1 WasserstoffNEV vor, dass Anlagen, die bisher der Gasversorgung dienten, ab dem Zeitpunkt, an dem sie in einem Wasserstoffnetz betrieben werden, auch diesem Netz zugeordnet werden.

⁸³ Als „H₂-ready“ bezeichnete Heizungen sind für den künftigen Betrieb mit Wasserstoff vorbereitet, können jedoch nicht ohne Weiteres mit reinem Wasserstoff betrieben werden. Vor der Umstellung sind technische Anpassungen erforderlich – etwa der Austausch von Brennerdüsen und Steuerungs- und Sicherheitstechnik. Vgl. auch § 71k Abs. 7 GEG, der für die Eigenschaft als H₂-Ready Heizung nur deren Umrüstbarkeit auf 100 Prozent Wasserstoff verlangt.

490. Zwar gelten die Regelungen der Wasserstoffregulierung bisher nur in Ausnahmefällen für potenzielle Betreiber eines Wasserstoffverteilnetzes⁸⁴, insgesamt sieht der gegenwärtige Rechtsrahmen aber eine strikte Trennung der Kosten von Gasnetz- und Wasserstoffnetzbetrieb vor. Im Gasnetzbetrieb werden nur die dafür notwendigen (effizienten) Kosten als Grundlage der Erlösobergrenze anerkannt. Kosten, die durch die Vorbereitung der Umstellung auf Wasserstoff entstehen, sollen grundsätzlich erst durch die zukünftigen Wasserstoffnetzentgelte refinanziert werden, auch wenn sie vor der Aufnahme des Betriebs anfallen. Sie können daher als Vorlaufkosten in der Kostengrundlage für die Wasserstoffnetzentgelte berücksichtigt werden.

5.6.2 Kostentrennung sollte beibehalten werden

491. Dieser Grundsatz sollte auch künftig nicht in Frage gestellt werden. Aus den Reihen der Verteilnetzbetreiber wurde gegenüber der Monopolkommission allerdings mehrfach vorgeschlagen, zukünftig Investitionen, die dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zugutekommen, auch über die Gasnetzentgelte zu refinanzieren (Spiekermann u. a., 2025). Die Monopolkommission empfiehlt, die regulatorische und finanzielle Trennung zwischen Gas- und Wasserstoffnetz auch in den Fällen beizubehalten, in denen ein Gasverteilnetz zu einem Wasserstoffnetz transformiert wird. Dies stellt eine verursachungsgerechte Kostentragung sicher, indem die Transformationskosten nur von der Nutzergruppe getragen werden, die selbst die Umstellung auf Wasserstoff vollzieht und nicht von jener, die vor der Transformation das Gasnetz verlässt.

492. Hinzu kommt, dass eine Quersubventionierung eines zukünftigen Wasserstoffverteilnetzes durch die Nutzerinnen und Nutzer des Gasnetzes nicht mit den Vorgaben des Gaspaketes der Europäischen Union (GasbinnenmarktRL und GasbinnenmarktVO (Verordnung (EU) 2024/1789, GasbinnenmarktVO, 2024)) vereinbar sein dürfte. Gemäß Art. 75 Abs. 3 GasbinnenmarktRL ist die Rechnungslegung für Gas- und Wasserstoffverteilnetze in getrennten Konten zu führen. Dies hat ausdrücklich zum Ziel, Quersubventionen zwischen den beiden Nutzergruppen zu verhindern (Art. 75 Abs. 3 S. 1, Abs. 4 S. 2 GasbinnenmarktRL) und ist von den Regulierungsbehörden zu kontrollieren (Art. 78 Abs. Abs. 1 lit. m GasbinnenmarktRL).

493. Zwar erkennt der europäische Rechtsrahmen die Notwendigkeit der Umstellung von Teilen der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff an und betont, dass dies gegenüber einer Neuerrichtung der Wasserstoffnetze mit Kostenvorteilen verbunden ist (vgl. etwa Art. 1 Abs. 3, ErwGr. 130 GasbinnenmarktRL). Hieraus ist jedoch entgegen einer teilweise vertretenen Ansicht (Spiekermann u. a., 2025, S. 17 ff.) nicht zu entnehmen, dass die GasbinnenmarktRL einen veränderten Effizienzmaßstab der „Transformationseffizienz“ vorsieht, der erfordern würde, dass H₂-Ready-Investitionen nicht nur auf ihre Effizienz zum Zeitpunkt der Investition, sondern auch im Hinblick auf die Transformation zu Wasserstoffnetzen untersucht werden könnten. Dies

⁸⁴ Wasserstoffverteilnetze können nach dem gegenwärtigen Stand in drei Fällen von der Wasserstoffnetzregulierung erfasst sein (vgl. § 28j Abs. 1 EnWG): (1) Sie sind Teil des Wasserstoffkernnetzes; (2) Sie sind Teil des von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff; (3) Sie haben sich durch Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur freiwillig der Regulierung unterworfen und die Bundesnetzagentur hat nach § 28p EnWG ihre Bedarfsgerechtigkeit festgestellt.

würde ermöglichen, zusätzliche Kosten von H₂-Ready Investitionen als effiziente Kosten über die Gasnetzentgelte zu finanzieren.

494. Dagegen sprechen die bereits erwähnten Vorschriften zur buchhalterischen Entflechtung, die Quersubventionen zwischen Gas- und Wasserstoffnutzerinnen und -nutzern ausdrücklich verbieten (Tz. 492). Hinzu kommt, dass mit Art. 5 Abs. 4 GasbinnenmarktVO die einzige Vorschrift, die Finanztransfers zwischen den Nutzergruppen ermöglichen soll, evident auf Ausnahmefälle zugeschnitten ist und im Grundsatz an diesem Verbot festhält (vgl. Art. 5 Abs. 2, ErwGr. 10 S. 3 GasbinnenmarktVO). Hieraus lässt sich daher nicht ableiten, dass der Rechtsrahmen einen veränderten Effizienzmaßstab zugrunde legt, der Quersubventionen allgemein ermöglichen würde.

495. Zu beachten ist allerdings, dass die Berücksichtigung der Vorlaufkosten in den Wasserstoffnetzentgelten zu Beginn zu so hohen Netzentgelten führen könnte, dass das Wasserstoffnetz nicht wirtschaftlich zu nutzen ist. Dieses Problem wird bei Wasserstoffverteilnetzen, die der Regulierung unterfallen, dadurch abgemildert, dass die Vorlaufkosten im Rahmen des Wasserstoffnetzentgeltes über bis zu 10 Jahre verteilt werden können (§ 14 Abs. 1 S. 6 Wasserstoff-NEV, Art. 5 Abs. 3 GasbinnenmarktVO). Dies senkt grundsätzlich die Auswirkungen der Vorlaufkosten auf die jährlichen Netzentgelte. Damit die Netzentgelte insgesamt nicht prohibitiv hoch werden, sollten Anreize geschaffen werden, dass bisherige Gasverteilnetze einem klaren Migrationsplan folgend gemeinsam mit einem möglichst großen Teil der bisherigen Nutzerinnen und Nutzer die Umstellung auf Wasserstoff vornehmen.

496. In diesem Fall ist auch denkbar, die Gaskundinnen und -kunden, die sich auf den Migrationsprozess festlegen, über ein besonderes Netzentgelt an den zusätzlichen Kosten der Umstellung auf Wasserstoff zu beteiligen, die bereits während des Betriebs als Gasnetz entstehen. Es würden also zwei Netzentgelte eingeführt: Alle Kundinnen und Kunden entrichten das bisherige Netzentgelt, das (nur) die Kosten des effizienten Gasnetzbetriebs abdeckt. Kundinnen und Kunden, die sich basierend auf der Transformationsplanung darauf festlegen, zukünftig auf die Nutzung von Wasserstoff zu wechseln, zahlen ein zusätzliches Entgelt, das auch die Kosten von Investitionen in neue Bestandteile des zukünftigen Wasserstoffnetzes und Zusatzkosten für H₂-ready-Investitionen enthält. Anreize, sich frühzeitig auf die Transformation zu Wasserstoff festzulegen, könnten geschaffen werden, indem für Kundinnen und Kunden, die sich erst später für die Nutzung des Wasserstoffnetzes entscheiden, ein Anschlussentgelt erhoben wird, das höher ist als die zuvor gezahlten Netzentgelte.

497. Mit den Vorgaben des Gaspaketes der EU steht dieser Ansatz im Einklang: Art. 5 Abs. 4 GasbinnenmarktVO sieht insofern eine Ausnahme vom Verbot der Quersubventionierung vor (vgl. bereits Tz. 492 ff.). Nach dieser Norm sind Finanztransfers zwischen Gas- und Wasserstoffverteilnetz erlaubt, wenn die Finanzierung des Wasserstoffnetzes allein durch Netzentgelte, die nur durch die Wasserstoffnutzerinnen und -nutzer gezahlt werden, nicht tragfähig ist. Erforderlich ist dabei, dass die dafür notwendigen Erlöse als gesondertes Entgelt eingeholt werden und von der Regulierungsbehörde genehmigt werden (Art. 5 Abs. 4 lit. a, lit. c GasbinnenmarktVO).

498. Diese Vorgehensweise ist auch gegenüber einer Lösung, die die Finanzierungslücke zu Beginn des Betriebes als Wasserstoffnetz durch staatliche Subventionen schließt, vorzuziehen. Ein intertemporaler Finanzierungsmechanismus, wie er für das Wasserstoffkernnetz besteht, birgt im Bereich der Verteilnetze das Risiko, dass hierdurch Anreize für Transformationsversuche in Fällen geschaffen werden, wo die Stilllegung effizienter wäre. Es bestünde die Gefahr, dass Investitionen in Anlagen eines Wasserstoffnetzes oder H₂-ready-Investitionen staatlich gefördert werden, ohne dass hieraus ein wirtschaftlich zu betreibendes Wasserstoffnetz entstehen kann.

5.7 Empfehlungen auf einen Blick

499. Die Gasverteilnetze stehen vor fundamentalen Transformationsentscheidungen. Angesichts des angestrebten Ausstiegs aus Erdgas bis 2045 werden die meisten Netze stillgelegt werden müssen. Nur ein kleiner Teil der Netze wird mit Biogas oder Wasserstoff weiterbetrieben werden können. Bei diesem Transformationsprozess müssen die Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass die Netzbetreiber ihre marktbeherrschende Stellung gegenüber den Nutzerinnen und Nutzern nicht missbrauchen können. Gleichzeitig besteht die Herausforderung, die „Wärmewende“ in relativ kurzer Zeit umzusetzen, ohne Unternehmen und Haushalte übermäßig zu belasten und ihnen Investitionsentscheidungen auf einer belastbaren Tatsachengrundlage zu ermöglichen. Dazu empfiehlt die Monopolkommission folgende Maßnahmen:

- Es sollte ein verpflichtendes Planungsinstrument für die Betreiber von Gasverteilnetzen eingeführt werden. In diesem Rahmen sollten die Verteilnetzbetreiber unter Berücksichtigung anderer Planungen – beispielsweise der kommunalen Wärmeplanung – Prognosen zu Angebot und Nachfrage von Gas und Wasserstoff anstellen. Auf dieser Basis ist dann die Entscheidung über Stilllegung, Weiterbetrieb oder Transformation zu treffen.
- Die Stilllegung von Teilnetzen sollte rechtlich ermöglicht und ökonomisch angereizt werden, um den Gasausstieg rechtssicher und kosteneffizient umsetzen zu können.
- Bei der Umsetzung der Stilllegung bzw. des Rückbaus von Gasnetzen sollte der in der Regel deutlich teurere Rückbau zugunsten der Stilllegung vermieden werden, um unnötige Kosten zu vermeiden. Die Verteilung der Stilllegungs- und Rückbaukosten sollte zudem rechtlich eindeutig geklärt werden.
- Der Umbau von Gasverteilnetzen zu Wasserstoffnetzen sollte nur durch die zukünftigen Nutzerinnen und Nutzer von Wasserstoff finanziert werden. Eine Quersubventionierung der Wasserstoffinfrastruktur durch die Kundinnen und Kunden der Gasverteilnetze sollte vermieden werden.

Literaturverzeichnis

Abgeordnetenhaus Berlin (2021), Gesetz zur Änderung des Berliner Energiewendegesetzes und des Allgemeinen Zuständigkeitsgesetzes, Drs. 18/3567 vom 13.04.2021.

ACER (2023), Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, 01.2023.

ACER (2025a), Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 26.03.2025.

ACER (2025b), Opinion on the transmission system operators' proposal on the alternative bidding zone configurations, Ljubljana, 17.09.2025.

AGFW (2024), AGFW Hauptbericht, Perspektive der Fernwärme, Abruf am 16.10.2025.

Agora Energiewende (2023), Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze, Berlin, 05.2023.

Albrecht, M. (2018), Die Fernwärmeversorgung aus Sicht des Kartellrechts, in: Hoch, H./Haucap, J. (Hrsg.), Praxishandbuch Energiekartellrecht, 2018, S. 351–423.

Arkhangelsky, D. u. a. (2021), Synthetic difference-in-differences, American Economic Review, 111, S. 4088–4118.

Armstrong, M. u. a. (1995), Nonlinear pricing and price cap regulation, Journal of Public Economics, 58, S. 33–55.

Armstrong, M. (2016), Nonlinear Pricing, Annual Review of Economics, 8, S. 583–614.

Arnold, F. u. a. (2022), How prices guide investment decisions under net purchasing — An empirical analysis on the impact of network tariffs on residential PV, Energy Economics, 112, S. 106177.

Ashour Novirdoust, A. u. a. (2021), Electricity Spot Market Design 2030-2050, 2021.

Autobahn GmbH (2024), Projektexposé: Planung, Errichtung und Betrieb von öffentlich zugänglicher Schnellladeinfrastruktur für E-Lkw an unbewirtschafteten Rastanlagen entlang der Bundesautobahnen in der Bundesrepublik Deutschland, Berlin, 2024.

Autoriteit Consument en Markt (2024), Tarievenbesluit warmte 2025 met wijzigingen Warmtebesluit en regeling, Den Haag, 16.12.2024.

Bataille, M./Engelbracht, T. (2025), in: Boesche, K. u. a. (Hrsg.), Elektromobilitätsrecht, § 19 GWB.

Bauermann, T. u. a. (2024), Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe, Düsseldorf, 12.2024.

BDEW (2025), 6. BDEW-Elektromobilitätsmonitor, Berlin, 05.2025.

Becker, M. u. a. (2021), Price effects of the Austrian fuel price fixing act: a synthetic control study, Energy Economics, 97, S. 105207.

Bergsträsser, J. (2024), Handlungsempfehlungen zur Beschleunigung vom Smart Meter Rollout als Beitrag zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland. Kopernikus-Projekt Ariadne, 10.2024.

Bernhardt, L. u. a. (2025), New Evidence on Price Effects of Transparency Regulations in European Fuel Markets, Journal of Industry, Competition and Trade, 25, S. 4.

Bjarghov, S. u. a. (2022), Capacity subscription grid tariff and the impact of uncertainty on the subscribed level, Energy Policy, S. 112972.

BMDV (2025), Masterplan Ladeinfrastruktur 2030, 2025.

Bonev, P. u. a. (2020), Testing the regulatory threat hypothesis: Evidence from Sweden, Resource and Energy Economics, 62, S. 101182.

Borenstein, S./Bushnell, J. (2015), The US Electricity Industry After 20 Years of Restructuring, Annual Review of Economics, S. 437–463.

Bouacida, I. u. a. (2022), Impacts of greenhouse gas neutrality strategies on gas infrastructure and costs: implications from case studies based on French and German GHG-neutral scenarios, Energy Strategy Reviews, 44, S. 100908.

Bundeskartellamt (2012), Sektoruntersuchung Fernwärme, Bonn, 08.2012.

Bundeskartellamt (2024), Sektoruntersuchung zur Bereitstellung und Vermarktung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Abschlussbericht, B8-28/20, Bonn, 10.2024.

Bundesnetzagentur (2024), Konsultationsfassung BK6-24-125, Stand November 2024: Messstellenbetriebrahmenvertrag Strom zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), 11.2024.

Bundesnetzagentur (2025a), Roll-out intelligente Messsysteme: Quartalsweise Erhebungen, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html?r=1>.

Bundesnetzagentur (2025b), Diskussionspapier: Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes), Bonn, 05.2025.

Bundesnetzagentur (2025c), Entwurf für einen Beschluss wegen des Verfahrens zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas), https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-2x1_RAMEN_Gas/Downloads/Beschlussentwurf_RAMEN_Gas_DL_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abruf am 16.10.2025.

Bundesnetzagentur (2025d), Ladeinfrastruktur (LIS) in Zahlen (Stand: 1. Oktober 2025), Bonn, 01.10.2025.

Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2024), Monitoringbericht 2024.

Bundesregierung (2011), Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6072 vom 06.06.2011.

Bundesregierung (2012), Entwurf eines Gesetzes über die energetische Modernisierung von vermietetem Wohnraum und über die vereinfachte Durchsetzung von Räumungstiteln (Mietrechtsänderungsgesetz - MietRÄndG), BT-Drs. 17/10485 vom 15.08.2012.

Bundesregierung (2022), Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung, 10.2022.

Bundesregierung (2023), Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 20/7310 vom 19.06.2023.

Bundesregierung (2024a), Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion der CDU/CSU – Drucksache 20/9634 – Förderprogramme für die Umstellung von LKWs und Bussen auf klimafreundliche Antriebe, BT-Drs. 20/9976 vom 03.01.2024.

Bundesregierung (2024b), Entwurf eines Gesetzes zur Bereitstellung und Nutzung von Mobilitätsdaten und zur Änderung des Personenbeförderungsgesetzes, BT-Drs. 20/13954 vom 27.11.2024.

Bundesregierung (2025), Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 21/1497 vom 08.09.2025.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2024), „Wie heizt Deutschland?“ (2023), 12.2024.

Bürger, V. u. a. (2021), Agenda Wärmewende 2021.

CDU/CSU und SPD (2025), Verantwortung für Deutschland, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 21. Legislaturperiode, https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf, Abruf am 17.07.2025.

Compass Lexecon (2023), Transition costs of bidding zone reconfigurations, 06.12.2023.

Czock, B.H. (2025), Three Zones Fix All? Analyzing Static Welfare Impacts of Splitting the German Bidding Zone under Friction, S. 39.

dena (2025), Verbesserung des Drittzugangs zu Fernwärmenetzen: Konzept für eine regulatorische Reform, Berlin, 27.03.2025.

Department for Energy Security and Net Zero (2023), Electricity Market Design – Evidence from International Markets, 2023/054, London, 06.2023.

Deutscher Bundestag Petitionsausschuss (2025), Petition 177835: Speicherung - Netzdienliche Zwischenspeicherung erneuerbarer Energien durch Kleinspeicher, Berlin, 13.02.2025.

Dewenter, R. u. a. (2017), The impact of the market transparency unit for fuels on gasoline prices in Germany, Applied Economics Letters, 24, S. 302–305.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Diestelmeier, L./Cappelli, V. (2023), Conceptualizing „Energy Sharing“ as an Activity of „Energy Communities“ under EU Law: Towards Social Benefits for Consumers?, EuCML, S. 15–24.

Dietrich, K. u. a. (2005), Nodal Pricing in the German Electricity Sector - A Welfare Economics Analysis, with Particular Reference to Implementing Offshore Wind Capacities, Trends in German and European Electricity Working Papers, S. 82.

Dressler, M. u. a. (2025), Gebotszonensplit in Deutschland: Worum geht es?, Köln, 01.2025.

ef.Ruhr (2024), Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045, Dortmund, 04.2024.

Ehmen, S. (2025), Europarecht und EEG: Anerkenntnis gemeinschaftlicher Eigenversorgung als Gebot einer unionsrechtskonformen Auslegung, EnWZ, S. 153–158.

Eicke, A./Schittekatte, T. (2022), Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate, Energy Policy, 170, S. 113220.

energie.blog (2025), Wettbewerbliche Messstellenbetreiber fordern fairen Wettbewerb, <https://energie.blog/wettbewerbliche-messstellenbetreiber-fordern-fairen-wettbewerb/>.

Energimarknadsinspektionen (2025), <https://ei.se/konsument/fjarrvarme/forhandling-och-medling>.

Energy Facts Norway (2024), Energy Facts Norway, <https://energifaktanorge.no/en/regulation-of-the-energy-sector/regulering-av-nettvirksomhet/#grid-tariffs>.

ENTSO-E (2025), Bidding Zone Review of the 2025 Target Year, 04.2025.

E.ON (2023), Interaktive Wärmekarte Deutschland, <https://www.eon.com/de/c/waermewende/waermekarte.html>.

Erich Doetsch Mineralölhandels KG (2025), Entwicklung Straßentankstellen 2024 in Deutschland, <https://ed-info.de/entwicklung-strassentankstellen-2024-in-deutschland>.

Europäisches Parlament (2022), Deployment of alternative fuels infrastructure, P9_TA(2022)0368 vom 19.10.2022.

European Commission Directorate General for Energy (2023), Overview of heating and cooling: perceptions, markets and regulatory frameworks for decarbonisation. Deliverable 2, Perception and image of H&C technologies by current district heating and heat pump users and non-users from industrial, residential and public sector (Task 2)., LU, 2023.

European Environment Agency (2022), Energy prosumers in Europe: citizen participation in the energy transition., LU, 2022.

Eurostat (2022), Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards), Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/NRG_PC_205, Abruf am 24.08.2025.

EWI (2025), Rahmenbedingungen für den Aus und Umbau von Wärmenetzen, Köln, 07.2025.

Fabry, B./Jasper, N. (2024), Ausschreibungspflichten auch bei der Erstvergabe von Wegenutzungsrechten für die Schaffung von Wärmenetzen? Ein Befund nach der Entscheidung des BGH, Urteil v. 5.12.2023 zum Stuttgarter Wärmenetz, EnWZ, S. 291–296.

Fett, D. u. a. (2019), Impacts of self-generation and self-consumption on German household electricity prices, Journal of Business Economics, S. 867–891.

Figgenger, J. u. a. (2023), The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023), arXiv, <https://arxiv.org/abs/2203.06762>, Abruf am 23.05.2025.

FNB Gas (2024), Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/_DL/Antrag_FNB.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

Fraunholz, C. u. a. (2021), On the long-term efficiency of market splitting in Germany, Energy Policy, 149, S. 111833.

Frontier Economics (2018), Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_Syn-Cost-Studie_WEB.pdf, Abruf am 10.10.2025.

Fuchs, A. (2024), in: Immenga, U./Mestmäcker, E.-J. (Hrsg.), Wettbewerbsrecht, 7. Auflage, § 19 GWB.

Gautier, A. u. a. (2018), The prosumers and the grid, Journal of Regulatory Economics, 53, S. 100–126.

Glazer, A./McMillan, H. (1992), Pricing by the Firm Under Regulatory Threat, The Quarterly Journal of Economics, 107, S. 1089–1099.

Graf, C. u. a. (2021), Market Power Mitigation Mechanisms for Wholesale Electricity Markets: Status Quo and Challenges, S. 54.

Grimm, V. u. a. (2015), Regionale Preiskomponenten im Strommarkt, 06.2015.

Hirth, L. (2025a), Eigenverbrauch - Ein Steuersparmodell.

Hirth, L. (2025b), Die Batterierevolution kommt, Abruf am 24.07.2025.

Hirth, L./Lohr, C. (2025), Netzentgelte für Großbatterien, Abruf am 25.06.2025.

Horvath, M. (2019), Germany's market transparency unit for fuels: Fostering collusion or competition?, 2019.

Jeddi, S./Sitzmann, A. (2019), Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 43, S. 245–267.

Klumpe, G. (2025), in: Kersting, C. u. a. (Hrsg.), Kartellrecht, 5. Auflage, § 19 GWB.

Knörr, J. u. a. (2024), Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market, arXiv, <http://arxiv.org/abs/2403.09265>, Abruf am 24.09.2024.

Köhler, B. u. a. (2024), Akzeptanz der leitungsgebundenen Wärmeversorgung: Status quo in Deutschland und internationale Erfahrungen, Dessau-Roßlau, 03.2024.

Körber, T./Kühling, J. (2016), Ausschreibung von Fernwärmenetzen?, Baden-Baden, 2016.

Kraftfahrt-Bundesamt (2024), Verkehr in Zahlen 2024/2025, 53, Flensburg, 2024.

Kraftfahrt-Bundesamt (2025a), Bestand an Personenkraftwagen nach Kraftstoffarten am 1. Januar 2025, Flensburg, 01.2025.

Kraftfahrt-Bundesamt (2025b), Fahrzeugzulassungen (FZ): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen, 01. April 2025, Flensburg, 28.05.2025.

Kraftfahrt-Bundesamt (2025c), Neuzulassungen von Personenkraftwagen nach Kraftstoffarten und Energiequellen im Juli 2025, Flensburg, 08.2025.

Kunz, F. u. a. (2016), FTR allocations to ease transition to nodal pricing: An application to the German power system, Energy Economics, 60, S. 176–185.

Lear u. a. (2021), EEAG revision support study, Brüssel, 2021.

Maurer, C. u. a. (2018), Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich, Berlin, 31.07.2018.

Mennel, T. u. a. (2023), Regulatorische Modelle für eine klimaneutrale Fernwärme in Deutschland, Berlin, 10.2023.

Mobilithek (2024), OBELIS öffentlich: Stamm- und Betriebsdaten geförderter öffentlich zugänglicher Ladestationen für Elektrofahrzeuge, Berlin, 09.04.2024.

Mohr, J./Müller, K.N. (2023), Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes und die Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur, EuZW, S. 1069–1076.

Monopolkommission (2013), 4. Sektorgutachten Energie (2013): Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, 65, 2013.

Monopolkommission (2015), 5. Sektorgutachten Energie (2015): Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, 71, Bonn, 2015.

Monopolkommission (2017), 6. Sektorgutachten Energie (2017): Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden, 77, Bonn, 2017.

Monopolkommission (2019), 7. Sektorgutachten Energie (2019): Wettbewerb mit neuer Energie, Baden-Baden, 2019.

Monopolkommission (2021), 8. Sektorgutachten Energie (2021): Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Baden-Baden, 2021.

Monopolkommission (2023), 9. Sektorgutachten Energie (2023): Mit Wettbewerb aus der Energiekrise, Baden-Baden, 2023.

Monopolkommission (2024), Wettbewerb 2024: XXV. Hauptgutachten, Bonn, 01.07.2024.

Montag, F. u. a. (2024), When Does Mandatory Price Disclosure Lower Prices? Evidence from the German Fuel Market, *Journal of Political Economy Microeconomics*, S. 734145.

Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (2025), Ladeinfrastruktur im EU-Kontext, <https://nationale-leitstelle.de/ladeinfrastruktur-im-eu-kontext/>.

Neon Neue Energieökonomik GmbH (2024), Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte, 03.09.2024.

Neon Neue Energieökonomik/Consentec GmbH (2025), Injection charges for cross-border grid cost recovery, 02.06.2025.

Nestler, A. (2022), § 19 Patentbewertung, in: Haedicke, M./Timmann, H. (Hrsg.), *Handbuch des Patentrechts*, 2. Auflage, München, 2022, S. 1676–1693.

Neuhoff, K. u. a. (2013), Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity, *Energy Economics*, 40, S. 760–772.

Neuhoff, K. u. a. (2025), EU power market reform toward locational pricing: Rewarding flexible consumers for resolving transmission constraints, *Energy Policy*, 207, S. 114808.

Nolting, L. (2025), Bundesnetzagentur AgNes Workshop, Breakout-Session Themenkomplex 6: Dynamische Netzentgelte: Das Projekt Grids&Benefits, Bonn, Präsentation vom 03.06.2025.

Preßmair, G. u. a. (2024), Welchen Beitrag liefern Energiegemeinschaften zur Energiewende? Eine Kritische Diskussion.

Prognos (2024), Perspektive der Fernwärme, https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Presse/Pressemitteilungen/2024/Perspektive_der_Fernw%C3%A4rme_-_2024.pdf, Abruf am 16.10.2025.

PV Magazine (2025), Smart Meter light: Der Schlüssel zu einer effizienten Energiewende, 28.03.2025.

Regulatory Assistance Project/Öko-Institut (2024), Planning and regulating Europe's gas networks: breaking up with fossil gas, 10.2024.

Ritter, D. u. a. (2023), Energy Sharing, Dessau, 11.2023.

Rosenow, J. u. a. (2024), The elephant in the room: How do we regulate gas transportation infrastructure as gas demand declines?, *One Earth*, 7, S. 1158–1161.

RSE (2024), The Overcoming of PUN, 05.2024.

Sappington, D.E.M./Sibley, D.S. (1992), Strategic Nonlinear Pricing under Price-Cap Regulation, *The RAND Journal of Economics*, 23, S. 1.

Sauer, M. (2018), Die Vergabe von Wegenutzungsverträgen für die Verlegung und den Betrieb von Fernwärmenetzen, *IR*, S. 4–8.

Schweppe, F.C. u. a. (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Boston, MA, 1988.

Spiekermann, K. u. a. (2025), Rechtlicher Rahmen für eine Transformationsregulierung für Erdgasverteilernetzbetreiber, Netzwirtschaften und Recht, Beilage 1, S. 1–28.

Stadtwerke München (2023), Preisblatt M-Strom Allgemeine Preise SWM Versorgungs GmbH, <https://www.swm.de/dam/doc/strom/preise-strom-2024-01.pdf>.

Stokke, A. u. a. (2010), An analysis of a demand charge electricity grid tariff in the residential sector, Energy Efficiency, S. 267–282.

Taillanter, E. u. a. (2024), Flexibilisierung des Stromsystems: Beitrag von Energy Sharing für Netz-, System- und Marktdienlichkeit, 12.2024.

TenneT TSO GmbH (2025), Quo vadis, Großbatteriespeicher, 2025.

Thema Consulting Group (2023), Auswirkungen subnationaler Preisgebotszonen – am Beispiel Nordeuropas, 2023.

Tiedemann, S. u. a. (2024), Gebotszonenteilung: Auswirkungen auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030, 01.2024.

Topp, A. (2025), in: Kühling, J./Theobald, C. (Hrsg.), Energierecht, 130. EL, Fernwärmerecht.

Umweltbundesamt (2021), Erkenntnisse zu Umweltwirkungen von Smart Metern, Dessau-Roßlau, 05.2021.

Urbansky, J./Schürmann, L. (2024), Untersuchung der Verteilnetzbelastung bei Proaktivem Energy-Sharing nach Österreichischem Vorbild, Verlag der TU Graz, 18. Symposium Energieinnovation, EnInnov 2024, Abruf am 13.03.2025.

Venjakob, J. u. a. (2025), Umfrageergebnisse zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende, Wuppertal, 02.2025.

Verbraucherzentrale Bundesverband (2025a), Rahmenfestlegung der allgemeinen Netzentgelt-systematik Strom (AgNes): Impuls zum Diskussionspapier, Bonn, Präsentation vom 30.05.2025.

Verbraucherzentrale Bundesverband (2025b), Elektromobilität stärken - Öffentliche Ladepreise senken. Positionspapier des Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) zur Notwendigkeit günstigerer öffentlicher Ladepreise, Berlin, 26.06.2025.

Verbraucherzentrale NRW (2025a), Stromzähler: analog und digital, vernetzt und intelligent, <https://www.verbraucherzentrale.nrw/wissen/energie/preise-tarife-anbieterwechsel/stromzaehler-analog-und-digital-vernetzt-und-intelligent-38447>, Abruf am 28.05.2025.

Verbraucherzentrale NRW (2025b), Was kostet die Stilllegung oder der Rückbau des Gasanschlusses?, 03.2025.

Verbraucherzentrale NRW/Verbraucherzentrale RLP (2025), Smart Meter: Was Sie über die Stromzähler wissen müssen, <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/preise-tarife-anbieterwechsel/smart-meter-was-sie-ueber-die-stromzaehler-wissen-muessen-13275>, Abruf am 28.05.2025.

- Vogelsang, I.** (1989), Two-part tariffs as regulatory constraints, *Journal of Public Economics*, 39, S. 45–66.
- Vogelsang, I.** (1990), Optional two-part tariffs constrained by price caps, *Economics Letters*, 33, S. 287–292.
- Wachsmuth, J. u. a.** (2019), Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors.
- Walter, T.** (2022), Zum effizienten Marktdesign für Energiesysteme mit dominierender erneuerbarer Erzeugung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 72, S. 5.
- Wenzel, F.-T.** (2025), Kampf ums Laden: Elektromobilität: Was wirklich gegen die Ladeangst hilft, *Redaktionsnetzwerk Deutschland*, 04.06.2025.
- Wolf-Posch, A.** (2023), in: Podszun, R. (Hrsg.), *Digital Markets Act*, Art. 6 Abs. 11.
- Zarnikau, J. u. a.** (2014), Did the introduction of a nodal market structure impact wholesale electricity prices in the Texas (ERCOT) market?, *Journal of Regulatory Economics*, 45, S. 194–208.
- Zerzawy, F. u. a.** (2024), Ausgestaltung einer bundesweiten Preisaufsichtsbehörde für den Fernwärmesektor, Berlin, 10.2024.
- Zinke, J.** (2023), Two prices fix all? On the Robustness of a German Bidding Zone Split, <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/286400/1/1882993098.pdf>.
- Zukunft Mobilität** (2025), THG-Emissionen des Verkehrs: Die Mineralölabsatzstatistik als Frühindikator, <https://www.zukunft-mobilitaet.net/174521/umwelt/thg-entwicklung-verkehr-indikator-dieselabsatz-benzinabsatz>, Abruf am 19.09.2025.

Rechtsquellen

Anreizregulierungsverordnung, ARegV, Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze vom 6. November 2007, BGBl. I, 2529.

Berliner Klimaschutz, und Energiewendegesetz, EWG Bln., Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz vom 22. März 2016, Gliederungs-Nr. 754-1.

Betriebskostenverordnung, BetrKV, Verordnung über die Aufstellung von Betriebskosten vom 25. November 2003, BGBl. I S. 2346, 2347.

Bürgerliches Gesetzbuch, BGB, Bürgerliches Gesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 2. Februar 2002, BGBl. I S. 42, 2909; 2003 I S. 738.

Carsharinggesetz, CsgG, Gesetz zur Bevorrechtigung des Carsharing vom 5. Juli 2017, BGBl. I S. 2230.

Energiewirtschaftsgesetz, EnWG, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 7. Juli 2005, BGBl. I S. 1979, 3621.

Gasnetzentgeltverordnung, GasNEV, Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2197.

Gebäudeenergiegesetz, GEG, Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden vom 8. August 2020 vom BGBl. I S. 1728.

Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, GWB, Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 vom 26. Juni 2013 vom BGBl. I S. 1750, 3245.

Gesetz vom 22.12.2023, Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 vom BGBl. I 2023 Nr. 405.

Grundgesetz, GG, Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 100-1 veröffentlichten bereinigten Fassung vom 23. Mai 1949.

Richtlinie 2012/21/EU, Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates 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 vom 25. Oktober 2012, ABl. L 315 vom 14.11.2012, 1.

Richtlinie (EU) 2018/1972, Richtlinie (EU) 2018/1972 des Europäischen Parlaments und des Rates über den europäischen Kodex für die elektronische Kommunikation (Neufassung) vom 11. Dezember 2018, ABl. L 321 vom 17.12.2018, 36.

Richtlinie (EU) 2018/2001, EE-RL, Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) vom 11. Dezember 2018, ABl. L 328 vom 21.12.2018, 82.

Richtlinie (EU) 2019/944, EBM-RL, Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung) vom 5. Juni 2019, ABl. L 158 vom 14.06.2019, 125.

Richtlinie (EU) 2023/1791, Energieeffizienz-RL, Richtlinie (EU) 2023/1791 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955 (Neufassung) vom 13. September 2023, ABl. L 231 vom 20.09.2023, 1.

Richtlinie (EU) 2024/1788, GasbinnenmarktRL, Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlamentes und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (Neufassung) vom 13. Juni 2024, ABl. L 2024/1788 vom 15.07.2024.

Stromnetzentgeltverordnung, StromNEV, Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2225.

Stromnetzzugangsverordnung, StromNZV, Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, BGBl. I S. 2243.

Verordnung (EU) 2019/943, EBM-VO, Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) vom 5. Juni 2019, ABl. L 158 vom 14.06.2019, 54.

Verordnung (EU) 2022/1925, Digital Markets Act, DMA, Verordnung (EU) 2022/1925 des Europäischen Parlamentes und des Rates über bestreitbare und faire Märkte im digitalen Sektor und zur Änderung der Richtlinien (EU) 2019/1937 und (EU) 2020/1828 (Gesetz über digitale Märkte) vom 14. September 2022, ABl. L 265 vom 12.10.2022.

Verordnung (EU) 2023/1804, AFIR, Verordnung (EU) 2023/1804 des Parlamentes und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU vom 13. September 2023, ABl. L 234 vom 22.09.2023, 1.

Verordnung (EU) 2024/1789, GasbinnenmarktVO, Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Neufassung) vom 13. Juni 2024, ABl. L, 2024/1789.

Verordnung (EU) Nr. 838/2010, Verordnung (EU) Nr. 838/2010 der Kommission zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte vom 23. September 2010, ABl. L 250 vom 24.09.2010, 5.

Verordnung über Heizkostenabrechnung, HeizkostenV, Verordnung über die verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten vom 5. Oktober 2009, BGBl. I S. 3250.

Wärmelieferverordnung, WärmeLV, Verordnung über die Umstellung auf gewerbliche Wärmelieferung für Mietwohnraum vom 7. Juni 2013 vom BGBl. I S. 1509.

Wärmeplanungsgesetz, WPG, Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze vom 20. Dezember 2023, BGBl. 2023 I Nr. 394.

Wasserstoffnetzentgeltverordnung, WasserstoffNEV, Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen vom 23. November 2021, BGBl. I S. 4955.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Anhang A **Zusätzliche Preisdaten Fernwärme**

Anwendungsbeispiele „Sechs-Parteien-Haus“ und „Mehrfamilienhaus/Hochhaus“

500. Im Folgenden werden die ermittelten Mischpreise für Fernwärme, Gas und Wärmepumpenstrom für zwei weitere Anwendungsbeispiele dargestellt: „Sechs-Parteien-Haus“ (mit 500 m² Gesamtwohnfläche) sowie „Mehrfamilienhaus/Hochhaus“ (mit 3.500 m² Gesamtwohnfläche). Die im Haupttext diskutierten Schlussfolgerungen (z. B. Preisentwicklungen oder die Auswirkungen einer Price-Cap-Vorgabe) lassen sich anhand dieser beiden Anwendungsbeispiele genauso nachvollziehen wie anhand des im Haupttext genutzten Anwendungsbeispiel „Einfamilienhaus“.

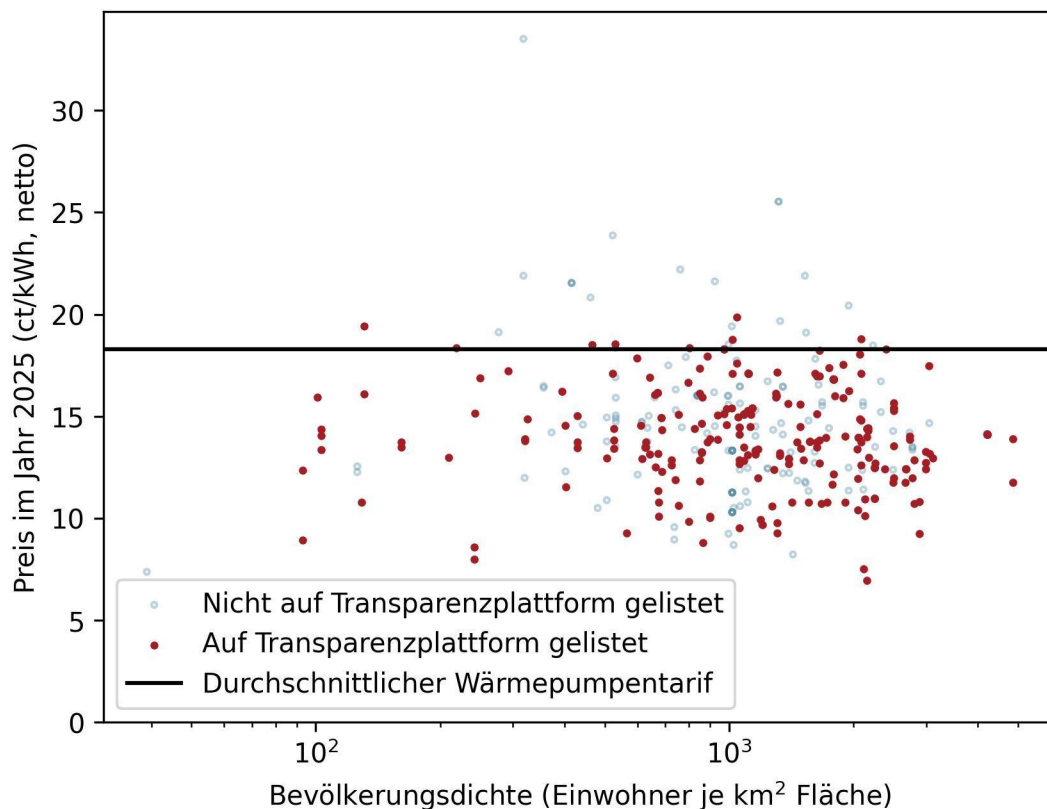
Tabelle Anhang A.1: Wärmepreise für Fernwärme, Gas und Wärmepumpenstrom für die Jahre 2024 und 2025 ohne Installationskosten (ct/kWh, netto), Beispiel Sechs-Parteien-Haus

	2024			2025		
	Fernwärme	Gas	WP-Strom	Fernwärme	Gas	WP-Strom
Mittelwert	15,33	6,82	6,26	14,39	8,73	6,56
SD	3,8	0,56	0,55	3,21	0,68	0,51
Median	15,19	6,76	6,19	14,12	8,7	6,45
IQR	5	0,7	0,74	3,57	0,75	0,56
Anzahl Tarife	369	369	369	369	369	369
Anfängliche Investitionskosten	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja

Annahme: 40 MW Wärmeverbrauch, 22 kW Anschlussleistung, 500 qm Wohnfläche. SD = Standardabweichung (Standard Deviation). AP = Arbeitspreis. IQR = Interquartile Range. Dies bezeichnet die Differenz zwischen dem 75-Prozent-Quantil und dem 25-Prozent-Quantil. Das 75-Prozent-Quantil gibt den Wert an, bei dem 75 Prozent der Tarife günstiger sind als dieser Wert. Die IQR zeigt somit die Preisspreizung innerhalb der mittleren 50 Prozent der Tarife. AP steht für Arbeitspreis und gibt an, welcher Anteil der aktuellen Wärmepreise (bzw. der ursprünglich im Rahmen der Basispreise definierten Preise) in diesem Beispiel auf den Arbeitspreis entfällt. Es wurden ausschließlich Regionen mit Fernwärmenetzen berücksichtigt, für die sowohl für das Jahr 2024 als auch das Jahr 2025 aktuelle und vollständige Fernwärmepreisinformationen vorlagen. Für die Wärmeerzeugung aus Gas wurde ein Wirkungsgrad von 0,9 angenommen, für Wärmepumpen ein Wirkungsgrad von 2,8. Messkosten wurden nicht berücksichtigt. Anfängliche Investitionskosten für Gasthermen bzw. Wärmepumpen wurden nicht berücksichtigt, diese Fallen beim Anschluss ans Fernwärmenetz nicht an. Quelle: Eigene Erhebungen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Abbildung Anhang A.1: Price-Cap-Regulierung bei gegenwärtigen Fernwärmepreisen, Beispielfall Sechs-Parteien-Haus



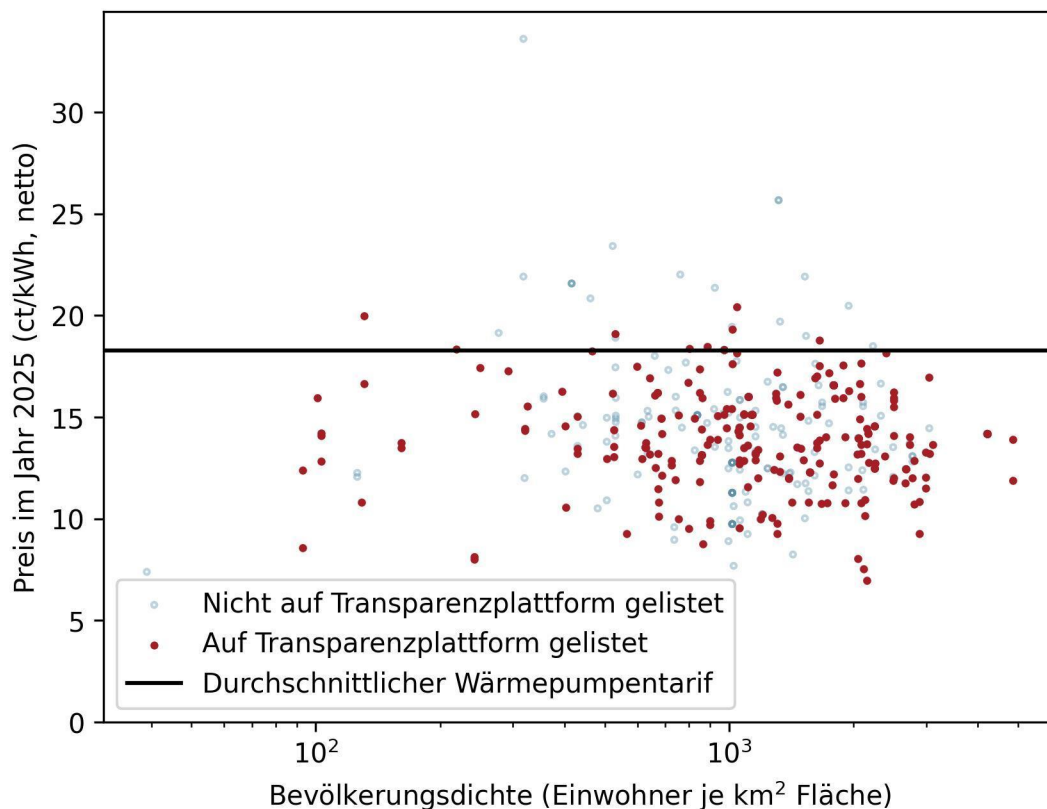
Anmerkungen: Dargestellt werden die Fernwärmepreise für das Beispiel Sechs-Parteien-Haus (40 MWh Verbrauch, 22 kW Anschlussleistung, 500 qm Wohnfläche) mit Stand April 2025. Von den dargestellten 408 Tarifen wurden 255 (rot) auf der Transparenzplattform des AGFW gelistet, 153 waren nicht auf der Plattform gelistet (blau). Im Vergleich zum Beispielfall „Einfamilienhaus“ war ein Tarif nicht für diese Anschlussleistung verfügbar. Für die exemplarische Berechnung des durchschnittlichen Wärmepumpentarifs wurden die Konditionen eines „Einfamilienhauses“ herangezogen, um eine einheitliche Price-Cap-Vorgabe für alle Anwendungsfälle zu gewährleisten, die sich am teuersten Anwendungsfall für den Einsatz einer Wärmepumpe orientiert (siehe Ausführungen zu Abbildung 3.13). Die Price-Cap-Vorgabe liegt somit in allen Anwendungsfällen bei 18,29 ct/kWh. 31 Tarife lagen oberhalb dieser Schwelle. 11 dieser 31 Tarife wurden auf der Transparenzplattform gelistet. Quelle: Eigene Erhebungen.

Tabelle Anhang A.2: Wärmepreise für Fernwärme, Gas und Wärmepumpenstrom für die Jahre 2024 und 2025 ohne Installationskosten (ct/kWh, netto), Beispiel Mehrfamilienhaus/Hochhaus

	2024			2025		
	Fernwärme	Gas	WP-Strom	Fernwärme	Gas	WP-Strom
Mittelwert	15,25	6,5	6,01	14,39	8,46	6,27
SD	3,86	0,57	0,55	3,8	0,69	0,52
Median	15,2	6,44	5,97	14,13	8,41	6,17
IQR	4,82	0,7	0,76	3,64	0,77	0,6
Anzahl Tarife	369	369	369	369	369	369
Anfängliche Investitionskosten	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja

Annahme: 288 MW Wärmeverbrauch, 160 kW Anschlussleistung, 3500 qm Wohnfläche. SD = Standardabweichung (Standard Deviation). AP = Arbeitspreis. IQR = Interquartile Range. Dies bezeichnet die Differenz zwischen dem 75-Prozent-Quantil und dem 25-Prozent-Quantil. Das 75-Prozent-Quantil gibt den Wert an, bei dem 75 Prozent der Tarife günstiger sind als dieser Wert. Die IQR zeigt somit die Preisspreizung innerhalb der mittleren 50 Prozent der Tarife. AP steht für Arbeitspreis und gibt an, welcher Anteil der aktuellen Wärmepreise (bzw. der ursprünglich im Rahmen der Basispreise definierten Preise) in diesem Beispiel auf den Arbeitspreis entfällt. Es wurden ausschließlich Regionen mit Fernwärmenetzen berücksichtigt, für die sowohl für das Jahr 2024 als auch das Jahr 2025 aktuelle und vollständige Fernwärmepreisinformationen vorlagen. Für die Wärmeerzeugung aus Gas wurde ein Wirkungsgrad von 0,9 angenommen, für Wärmepumpen ein Wirkungsgrad von 2,8. Messkosten wurden nicht berücksichtigt. Anfängliche Investitionskosten für Gasthermen bzw. Wärmepumpen wurden nicht berücksichtigt, diese fallen beim Anschluss ans Fernwärmenetz nicht an. Quelle: Eigene Erhebungen.

Abbildung Anhang A.2: Price-Cap-Regulierung bei gegenwärtigen Fernwärmepreisen, Beispielfall Mehrfamilienhaus/Hochhaus



Anmerkungen: Dargestellt werden die Fernwärmepreise für das Beispiel Mehrfamilienhaus/Hochhaus (288 MWh Verbrauch, 160 kW Anschlussleistung, 3500 qm Wohnfläche) mit Stand April 2025. Von den dargestellten 407 Tarifen wurden 254 (rot) auf der Transparenzplattform des AGFW gelistet, 153 waren nicht auf der Plattform gelistet (blau). Im Vergleich zum Beispielfall „Einfamilienhaus“ waren zwei Tarife nicht für diese Anschlussleistung verfügbar. Für die exemplarische Berechnung des durchschnittlichen Wärmepumpentarifs wurden die Konditionen eines „Einfamilienhauses“ herangezogen, um eine einheitliche Price-Cap-Vorgabe für alle Anwendungsfälle zu gewährleisten, die sich am teuersten Anwendungsfall für den Einsatz einer Wärmepumpe orientiert (siehe Ausführungen zu Abbildung 3.13). Die Price-Cap-Vorgabe liegt somit in allen Anwendungsfällen bei 18,29 ct/kWh. 30 Tarife lagen oberhalb dieser Schwelle. 11 dieser 30 Tarife wurden auf der Transparenzplattform gelistet. Quelle: Eigene Erhebungen.

Entwicklung der gemeldeten Kennzahlen auf der österreichischen Transparenzplattform

501. Die deskriptiven Kennzahlen der zum jeweiligen Zeitpunkt in Österreich gemeldeten Tarife sind in Tabelle Anhang A.3 dargestellt. Alle Angaben beziehen sich dabei auf den Arbeitspreis in Euro pro MWh. Inkludiert sind nur Tarife, die auch für Haushaltskundinnen und -kunden angeboten werden.

Tabelle Anhang A.3: Aggregierte Daten zum Arbeitspreis für Fernwärme in Österreich

Monat	Anzahl Tarife	Arithmetisches Mittel	Standardabweichung	Median	IQR
12/2023	271	117,76	29,78	116,37	52,88
01/2024	327	114,65	29,04	111,90	49,51
02/2024	458	112,37	28,74	108,13	43,74
03/2024	657	103,55	24,60	101,87	37,20
04/2024	682	103,39	24,38	101,72	36,13
05/2024	741	102,89	24,64	100,65	35,86
06/2024	747	103,16	24,38	100,90	35,74
07/2024	758	103,41	24,14	99,65	35,49
08/2024	770	103,34	24,08	99,43	35,29
09/2024	820	102,45	23,68	98,66	33,06
10/2024	832	101,10	21,31	98,66	29,09
11/2024	847	101,22	21,29	99,35	29,02
12/2024	880	100,38	21,61	98,60	29,49
01/2025	891	100,41	21,60	98,60	29,69
03/2025	831	100,61	20,15	99,07	29,10
04/2025	855	100,61	20,03	99,00	29,00
05/2025	896	101,24	31,80	99,03	29,23
06/2025	932	101,11	31,45	98,95	28,73
07/2025	952	101,25	31,23	99,25	28,87

Anmerkungen: Die Preise geben den Arbeitspreis in € pro MWh an. IQR = Interquartile Range. Dies bezeichnet die Differenz zwischen dem 75-Prozent-Quantil und dem 25-Prozent-Quantil. Das 75-Prozent-Quantil gibt den Wert an, bei dem 75 Prozent der Tarife günstiger sind als dieser Wert. Die IQR zeigt somit die Preisspreizung innerhalb der mittleren 50 Prozent der Tarife. Für Februar 2025 wurden keine Daten veröffentlicht. Quelle: <https://waermepreise.at/>.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Anhang B Datenaufbereitung für die Analyse der bundesweiten Anbieterkonzentration im Ladesäulenmarkt

502. Für die folgende empirische Analyse der bundesweiten Anbieterkonzentration nutzt die Monopolkommission als primäre Datenquelle das Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur. Das Ladesäulenregister ist eine zentrale Datenbank, in der alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte für Elektrofahrzeuge (PKW) in Deutschland entsprechend der Ladesäulenverordnung erfasst werden müssen. Betreiber sind verpflichtet, ihre Ladepunkte zu melden. Das Register enthält detaillierte Angaben zu jeder gemeldeten Ladestation, die jeweils mehrere Ladepunkte umfasst. Darunter finden sich Daten zu Ladeeinrichtungs-ID, Betreiber, Anzeigename, Art und Anzahl der Ladepunkte, Nennleistung der Ladestation, Inbetriebnahmedatum, Standortdaten wie Adresse und exakte Geokoordinaten, Informationen zu Bezahlssystemen und Öffnungszeiten sowie die verfügbaren Steckertypen an einzelnen Ladepunkten mit jeweiliger Nennleistung. Das LSR wird regelmäßig aktualisiert. Dabei kommt es zu kleinen Änderungen in Datenstruktur und Format. Ein automatisierter Scraper, der das Ladesäulenregister in vorbestimmten Zeitabständen speichert und Register dieser Zeitpunkte in gleicher Struktur und Format zusammenstellt, muss dies also berücksichtigen. Bei älteren Versionen des LSR ist z. B. keine Ladesäulen-ID mitinbegriffen, andere Variablen werden zum Teil umbenannt. Bei Aktualisierungen des Registers werden zudem außer Betrieb gelegte Ladestationen entfernt. Aus diesem Grund ist es nicht exakt möglich, den Wettbewerb in vergangenen Perioden mit dem aktuellen Register ex post zu bestimmen, hierfür ist der Datenstand des Registers zum jeweiligen Zeitpunkt erforderlich.

503. Für jeden betrachteten Zeitpunkt werden die darin enthaltenen Koordinaten mit einem Shapefile, der die deutschen Grenzen als Koordinatenbündel abbildet, zusammengeführt. Koordinaten außerhalb des Bundesgebietes werden entfernt.⁸⁵ In einem zweiten Schritt werden die Koordinaten des LSR über einen “Spatial Join” mit dem Datensatz “VG25” des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie (BKG) zusammengeführt, der Informationen zu unterschiedlichen Verwaltungsebenen in Deutschland enthält, darunter der zugehörige Kreisname. Der Kreisname wird verwendet, um Daten zum jeweiligen Siedlungsstrukturellen Kreistypen aus einem weiteren Datensatz des Bundesinstituts für Bau-, Stadt-, und Raumforschung auf Ladesäulenebene anzuspüren.

504. Für die Umsetzung der sachlichen Marktabgrenzung werden alle Ladepunkte mit einem Indikator für Normalladepunkt, Schnellladepunkt, HPC und Autobahn versehen. Diese können direkt aus den Daten zur Nennleistung jedes Ladepunktes ausgelesen werden, mit Ausnahme der Autobahn-Indikatoren, die manuell erstellt werden. Hierzu werden zwei Techniken angewendet. Erstens werden auf Ladepunktebene alle Adressdaten in einer Variablen gebündelt. Anschließend wird mithilfe von Natural Language Processing (NLP) in dieser Variablen Begriffe identifiziert, die eine Autobahn beschreiben. Hierzu gehören “BAB”, “Bundesautobahn”, und ein “A” gefolgt von ein bis drei Ziffern. Raststätten werden über “Raststätte”, “Rastplatz” und

⁸⁵ Im Gegensatz zum Sektorgutachten Energie 2023 befinden sich alle angegebenen Koordinatenpaare der Ladesäulen im Bundesgebiet.

“Rastanlage” identifiziert. Zudem werden “Autohof” und “Tank&Rast” in die Begriffsliste aufgenommen. Zweitens wird ein Shapefile des BKG, der die Geografien aller deutschen Autobahnen umfasst, genutzt, um alle Ladepunkte in einem 150m breiten geografischen Korridor um eine Autobahn zu identifizieren. Enthält die Adressvariable mindestens einen der beschriebenen Begriffe oder befindet sich ein Ladepunkt im beschriebenen Korridor um eine Bundesautobahn, wird der Ladepunkt als an einer Autobahn liegend klassifiziert.

Zur Umsetzung der räumlichen Marktabgrenzung nutzt die Monopolkommission die Routing-Schnittstelle des BKG („web_ors“), die Bundesbehörden die Abfrage von Fahrzeitisochronen um gegebene Koordinatenpaare ermöglicht. Die Isochronen bilden den in einer vorgegebenen Zeit per PKW erreichbaren Raum unter Berücksichtigung der vorhandenen Straßeninfrastruktur ab. Für einen detaillierten Überblick werden für jede Ladestation Fahrzeitisochronen für 1, 2, 5, 10, 15, 20, 25, 30 und 45 Minuten abgefragt und als zusätzliche Variablen an das LSR angefügt. Zuletzt wird das Ladesäulenregister auf Ladepunktebene heruntergebrochen, sodass eine Reihe im Datensatz alle Informationen über einen Ladepunkt zu einem bestimmten Zeitpunkt enthält. Dieser Prozess wird nun halbjährlich für vier Versionen des Ladesäulenregisters zwischen Dezember 2023 und August 2025 durchgeführt, sodass in der folgenden Konzentrationsanalyse Wettbewerbsindikatoren für den jeweiligen Zeitpunkt berechnet werden können und die Ergebnisse an das Sektorgutachten Energie 2023 anschließen.