

Berlin, 7. März 2025

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
[## Stellungnahme](http://www.bde</a>.de</p></div><div data-bbox=)

# zum Fragebogen der Monopolkommission

zur Vorbereitung des 10. Sektorgutachtens Energie gemäß § 62 EnWG

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Inhalt

<b>Vorbemerkung</b> .....	<b>2</b>
<b>I. Strommärkte</b> .....	<b>3</b>
<b>II. Netzentgelte</b> .....	<b>6</b>
<b>III. Fernwärme</b> .....	<b>15</b>
<b>IV. Aufbau einer wettbewerblichen Ladeinfrastruktur im Bereich der Elektromobilität</b> .....	<b>26</b>
<b>V. Wasserstoff- und Gasinfrastruktur</b> .....	<b>35</b>

## Vorbemerkung

Der Wettbewerb auf dem deutschen Energiemarkt hat sich sehr gut weiterentwickelt. Auch im europäischen Vergleich zeigt sich, dass Deutschland gegenüber anderen EU-Mitgliedstaaten nicht nur weiter Boden gut gemacht hat, sondern an vielen Stellen als Referenzmarkt angesehen werden darf. Allerdings stellen die mit dem energiewirtschaftlichen Umbau verbundenen Änderungen für den Wettbewerb auf den Energiemärkten eine besondere Herausforderung dar.

Gleichwohl sind die nationalen und internationalen Ziele weiter zu verfolgen. Im Hinblick auf eine erfolgreiche und effiziente Verwirklichung des energiewirtschaftlichen Umbaus und der Erreichung der EU-Klimaziele sind unverändert unter anderem ein weitreichender Netzausbau sowie eine Koordination von Netzausbau und Investitionen in Erzeugungskapazitäten eine wichtige Voraussetzung.

## I. Strommärkte

1. *Für wie problematisch halten Sie die vergleichsweise hohen Strompreise in Deutschland in Bezug auf das Gelingen der Energiewende? Welche technologischen, regulatorischen oder marktseitigen Entwicklungen sehen Sie als entscheidend für eine mögliche Dämpfung der Preise in Zukunft?*

Zunächst einmal ist das Wort „vergleichsweise“ entscheidend. Die Strompreise in Deutschland sind vor allem für energieintensive bzw. genauer ausgedrückt stromkostenintensive Industrien teurer als vor der Krise, da diese bereits vor der Energiekrise verschiedene Entlastungsstatbestände beanspruchen konnten und immer noch können. Daher sind deren Stromkosten maßgeblich von den Beschaffungskosten bzw. Großhandelspreisen im Strommarkt bestimmt. Diese sind derzeit rund doppelt so hoch als vor der Energiekrise. Haushalte und Industriebetriebe mit geringer Stromkostenintensität profitieren hingegen insbesondere vom Wegfall der EEG-Umlage. Diese kompensiert derzeit die vor allem gestiegenen Beschaffungskosten und teilweise auch etwas gestiegenen Netzentgelte, sodass deren Preisniveau je nach individuellem Verbrauchsverhalten und Beschaffungsstrategie des Stromvertriebs wieder in etwa auf dem Niveau von vor der Energiekrise oder auch darunter liegt. Dennoch hat Deutschland absolut betrachtet innerhalb Europas bei Haushaltskunden vergleichsweise hohe Strompreise und bewegt sich bei Nicht-Haushaltskunden je nach Abnahmefall im oberen Drittel bzw. im oberen Bereich. Allerdings ist klar: je günstiger der Strom ist – absolut und relativ zu anderen Energieträgern – desto eher werden Haushalte, Gewerbe und Industrie ihren Energieverbrauch elektrifizieren. Das ist aber notwendig für ein Gelingen der Energiewende. Durch Skaleneffekte können die relativen Infrastrukturkosten (Systemkosten) sinken, etwa bei Netzentgelten oder bei besser ausgelasteten Ladesäulen.

Die Systemkosten treten zukünftig gegenüber Gestehungskosten in den Vordergrund; Kosten- und Systemeffizienz werden zentral. Sowohl beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien, dem Zubau steuerbarer Leistung als auch bei der Netzinfrastruktur muss der Fokus auf integrierten, systemeffizienten Erzeugungs- und Netzkapazitäten und Flexibilitätsoptionen liegen. Integrationstechnologien der Sektorkopplung, wie beispielsweise Elektrolyseure und andere Power-to-X-Technologien, Speicher für alle Energieträger, Erzeugungs- und Verbrauchsflexibilitäten und Spitzenkappung, sind zusammen mit der Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur die entscheidenden Faktoren, um Kosten zu dämpfen und die Auslastung der Netze zu optimieren. Damit werden die Grundlagen unseres modernen Industrielandes sichergestellt.

Die Investitionskosten der Energiewende, die sich auch in den Strompreisen niederschlagen, lassen sich etwa durch systemeffiziente Planung, beispielsweise Fokussierung auf den Gesamtertrag an Energie statt auf die maximal mögliche Einspeiseleistung bei Offshore Wind, und

schlankere Vorhaben, beispielsweise Freileitungen statt Erdkabel, senken. Auch die netzdienliche Ansiedlung von standortunabhängigen Lasten wie Rechenzentren reduziert Kosten. Zusammen mit der Senkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß für alle Verbrauchergruppen und Zuschüssen über den Bundeshaushalt bei Netzentgelten lassen sich die Stromkosten so bei allen Verbrauchergruppen bezahlbar halten. Weitere Einsparpotenziale ergeben sich beispielsweise aus der Weiterentwicklung der Förderung der Erneuerbaren Energien.

Bürokratievermeidung und -abbau sowie Digitalisierung sind dabei weitere Faktoren, die für ein integriertes, effizientes und intelligentes Energiesystem unverzichtbar sind. Sie können – richtig eingesetzt – zu Kosteneinsparungen führen. So müssen bürokratische Regelungen für Planungs- und Genehmigungsverfahren dringend weiter reduziert und mithilfe von Digitalisierung auch in den Behörden eine Vereinfachung und Beschleunigung der Prozesse erreicht werden. Schnellere Verfahren und jedes nicht mehr erforderliche Sachverständigengutachten sparen Kosten sowohl bei Unternehmen als auch bei Behörden. Auf Bundesebene sind derzeit rund 96.500 Normen (in Form von einzelnen Paragraphen und Artikeln) in Kraft. Hiervon entfallen 16 %, rund 15.500 Einzelnormen, allein auf die Energiewirtschaft. Der jährliche Erfüllungsaufwand für die Energiewirtschaft beträgt 8,2 Milliarden Euro; Zeit und Geld, welche für das Wesentliche verloren sind. Dieses legislative Mikromanagement muss abgebaut werden, die Nachweis-, Dokumentations- und Berichtspflichten sind auf das Wesentliche zu reduzieren. Der BDEW fordert daher ein eigenes Bürokratienteilgesetz für die Energie- und Wasserwirtschaft. Insbesondere – aber keineswegs nur – kleine und mittlere Unternehmen (KMU) mit schlank aufgestellter Belegschaft und knappen Ressourcen leiden darunter, dass Bürokratie den Fokus auf das Wesentliche verhindert. Um Mehraufwand zu vermeiden, ist das Once-Only-Prinzip bei der Erfüllung von Informationspflichten insbesondere mittels einer zentralen IT-Plattform umzusetzen.

2. *Gibt es Ansatzpunkte für Missbrauch durch Kapazitätszurückhaltung in den zuletzt häufiger auftretenden Knappheitsphasen? Welche Rolle spielen der Ausstieg aus der Atomenergie und der Kohleverstromung hierbei? Ist beim Aufbau von Backup-Kapazität durch Wasserstoffkraftwerke zu befürchten, dass es zu Marktmachtausübung kommt?*

Zur ersten Teilfrage liegen dem BDEW keine Informationen vor. Die zuständigen Behörden auf Bundesebene sind die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt. Die Bundesnetzagentur geht in einer Pressemitteilung von Anfang 2025 auf zeitweise hohe Großhandelsstrompreise ein, siehe:

[Bundesnetzagentur - Auswertung Großhandelsstrompreise](#)

Der BDEW hat darüber hinaus eine ausführliche Darstellung zur Entstehung zeitweise hoher Großhandelsstrompreise auf seine Homepage gestellt:

## [Warum Strompreise schwanken: Auswirkungen für Verbraucher & Markt \(BDEW Einordnung\)](#) [| BDEW](#)

Weitere Informationen zum Thema finden sich hier:

[BDEW-Übersicht: Strompreisentwicklung | Preisbildung | Tipps für Verbraucher | BDEW](#)

Zur zweiten Teilfrage:

Nach Ansicht des BDEW bestand in den 2010er Jahren ein Überangebot an steuerbarer Erzeugungsleistung in Deutschland. Das sukzessive Ausscheiden von Großkraftwerken aus dem Strommarkt – unter anderem auf Grundlage des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) – hat in den letzten ca. drei Jahren den Bedarf an hochflexibler und steuerbarer Stromerzeugungskapazität stark steigen lassen. Daher fordert der BDEW seit Ende 2022/Anfang 2023 einen verlässlichen Investitionsrahmen für solche flexibel steuerbaren Stromerzeugungsanlagen zur Deckung der Residuallast. Auch für die Erbringung von Systemdienstleistungen für das Stromnetz, wie Momentanreserve und Blindleistung, sind diese Anlagen von hoher Relevanz. Der Entwurf des Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWVG) von Ende 2024 geht als Rahmen für Investitionen in die richtige Richtung, bedarf aber der Nachjustierung an wichtigen Stellen.

Zur dritten Teilfrage:

Ein Investitionsrahmen für den Bau neuer flexibel steuerbarer Stromerzeugungsanlagen sollte so ausgestaltet sein, dass er möglichst kosteneffizient in Ausschreibungen einen Wettbewerb unter den Bietern stattfinden lässt. Die BNetzA ist im KWVG-Entwurf als für die Ausschreibungen zuständige Bundesbehörde vorgesehen. Die BNetzA hat eine langjährige Expertise mit Ausschreibungsprozessen im Rahmen von Förderinstrumenten. So ist sie beispielsweise verantwortlich für die technologiespezifischen Ausschreibungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie für die verschiedenen Ausschreibungen im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG).

3. *Welches Konzept zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bzw. welchen Kapazitätsmechanismus sollte die nächste Bundesregierung umsetzen? Wie sehen sie das Modell des kombinierten Kapazitätsmarktes (Hybridmodell aus zentralem und dezentralem Markt)? Wie dringlich ist der Bedarf?*

Der BDEW ist der Ansicht, dass ein Investitionsrahmen (Basis wie KWVG) für schnelle Investitionsentscheidungen zum Bau von steuerbaren Stromerzeugungsanlagen (z. B. H<sub>2</sub>-ready-Kraftwerke und Gaskraftwerke) in ein 100-Tageprogramm der neuen Bundesregierung gestellt und schnell implementiert werden muss. Für die nötigen Gigawatt an Erzeugungskapazität käme ein funktionierender Kapazitätsmarkt (realistisch wohl erst ab 2029) zu spät. Parallel zu einem KWVG sollte aber an einem Kapazitätsmarkt gearbeitet werden. Der BDEW ist der Auffassung, dass ein Hybridmodell (KKM) zu komplex wäre. Der Mehraufwand für die Etablierung eines Zertifikatehandels stünde in einem schlechten Verhältnis zu seinem Nutzen. Darüber hinaus

würden sich die Vorteile, die manche Akteure in dem dezentralen Zertifikatehandel als Teil des KKM sehen, auch in einem weniger komplexen und in anderen EU-Ländern bereits eingeführten zentral organisierten Kapazitätsmarkt realisieren lassen. Der BDEW hat im Sommer 2024 daher den Integrierten Kapazitätsmarkt (IKM) vorgeschlagen. Weitere Details dazu finden sich in der [BDEW-Pressemitteilung](#).

## II. Netzentgelte

4. *An welchen Zielen, z. B. Flexibilität oder Netzdienlichkeit, sollte aus Ihrer Sicht die Ausgestaltung der Netzentgelte primär orientiert sein? Ist das Bandlastprivileg noch zeitgemäß? Wie bewerten Sie in diesem Kontext die aktuellen Reformen der BNetzA?*

Der BDEW ist zurzeit in der internen Bewertung einer Reform der Netzentgeltsystematik. Grundsätzlich muss jede Weiterentwicklung der Netzentgelte den Prinzipien der Kostenreflexivität, Marktneutralität, Erlösstabilität- und Planbarkeit, Verständlichkeit, Nachvollziehbarkeit und Einfachheit gerecht werden. Auch die Verteilungswirkung der Netzentgelte auf alle Kundengruppen ist zu berücksichtigen. Netzentgelte müssen stets so gestaltet sein, dass die sichere Versorgung für Kunden und die notwendige Finanzierung der Netze gewährleistet sind.

Grundsätzlich können mit Netzentgelten zwei verschiedene Ziele verfolgt werden. Das eine zielt darauf ab, dass durch die Netzentgelte lediglich die Netzkosten gedeckt werden und diese möglichst verursachungsgerecht verteilt werden. Ein weiterer Ansatz kann sein, mit den Netzentgelten auch Anreize zu setzen. Netzentgelte dienen primär einer planbaren und gerechten Bezahlung der Netzinfrastruktur sowie einer verursachungsgerechten Anreizsetzung an der Schnittstelle zwischen Kunden und Netz. Somit müssen Anreize durch Netzentgelte aus Sicht des BDEW einen Bezug zum Netz haben.

Neben den oben genannten Zielen sollten Netzentgelte jedoch so ausgestaltet sein, dass sie kein Flexibilitätshemmnis darstellen. Dies kann sowohl mit einer angepassten Entgeltstruktur als auch einer Flexibilisierung der Entgelte erfolgen. Aus Sicht des BDEW sollte der Fokus in der Anpassung hin zu einer Entgeltstruktur bestehen, mit der die derzeitigen Flexibilitätshemmnisse abgebaut werden. Erst in einem zweiten Schritt und auf Basis von Erfahrungswerten aus den aktuellen Regelungen zum § 14a EnWG sollte eine Flexibilisierung der Netzentgelte in Betracht gezogen werden.

Mit der richtigen Ausgestaltung könnten flexible Netzentgelte grundsätzlich netzdienliches Verhalten von flexiblen Netzkunden anreizen. Sie müssen dafür jedoch die Auslastung des jeweiligen (örtlichen) Netzes widerspiegeln. Es ist zwischen volldynamischen Netzentgelten als Endstufe der Flexibilisierung und zeitlich und örtlich variablen Netzentgelten in verschiedenen Abstufungen zu unterscheiden. Für variable und dynamische Netzentgelte muss die

technische und prozessuale Umsetzbarkeit im Netz zwingend beachtet werden. So müssen als erstes die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für die Mess- und Steuerbarkeit der Netzengpassituationen, der EE- und auch der Verbrauchseinrichtungen geschaffen und bestehende Technik qualitätsgesichert werden. Darüber hinaus ist abzuwägen, inwiefern der volkswirtschaftliche Nutzen einer flexiblen Netzentgeltstruktur den flächendeckenden Umsetzungsaufwand bei allen Beteiligten übersteigt. Dies müsste über die Ausgestaltung sichergestellt werden.

Eine Weiterentwicklung der Sondernetzentgelte nach § 19 Abs. 2, S. 2 StromNEV mit Flexibilitätsanreizen ist ausdrücklich positiv zu bewerten. Besonders entscheidend ist aus Sicht des BDEW die Frage, für welchen Zweck die aus der Regelung entstehenden Flexibilitätspotenziale genutzt werden sollen. Dabei ist es zwingend, dass von der anzureizenden Flexibilitätsbereitstellung keine neuen Risiken für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems oder einzelner Netzgebiete ausgehen oder höhere Kosten im Netz durch zusätzliche Engpässe entstehen. Daher muss die Flexibilitätsbereitstellung netzdienlich sein, wenn eine Rabattierung von Netzentgelten erfolgen soll. Das Kriterium der Netzdienlichkeit bzw. Netzverträglichkeit muss im Fokus stehen, denn durch eine klare Fokussierung auf netzdienliche Maßnahmen können die Versorgungssicherheit sichergestellt und die Gesamtkosten für alle Netznutzer minimiert werden. Eine pauschale Hebelung des Stromgroßhandelspreises über ein Sondernetzentgelt, wie es in dem Eckpunktepapier der BNetzA vorgesehen ist, ist dabei weder sachgerecht noch zielführend und auch mit Ausnahmeregelungen für einzelne Netzgebiete schwer vorstellbar.

5. *Zurzeit wird die Aufteilung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone wieder kontrovers debattiert. Halten Sie eine Aufteilung in zwei oder mehr Zonen zur Senkung der Redispatch-Kosten und zur besseren Abbildung der Netzkapazitäten für sinnvoll? Was ist aus Ihrer Sicht wichtigste Argument, das für bzw. gegen eine solche Aufteilung spricht?*

Der BDEW rät entschieden davon ab, die deutsch-luxemburgische Stromgebotszone aufzuteilen. Das wichtigste Argument aus Sicht des BDEW gegen eine solche Aufteilung ist, dass eine Aufteilung zu erheblichen marktlichen Verwerfungen führen könnte, die nicht nur die Wettbewerbsfähigkeit aller Marktteilnehmer beeinträchtigt, sondern damit verbunden auch der Fortschritt der Energiewende in Deutschland gelähmt werden könnte. Die Aufteilung in zwei oder mehr Zonen wird Auswirkungen auf die Liquidität sowohl im Spot- (Day-Ahead und Intraday) als auch am für die Stabilität der Endkundenpreise wichtigen Terminmarkt haben. Da der deutsche Stromterminmarkt international Bedeutung als Referenzmarkt für elektrische Energie in Europa hat (vergleichbar dem TTF für Gas oder Brent für Erdöl), hat eine Teilung der Stromgebotszone Auswirkungen weit über die Grenzen der Bundesrepublik hinaus.

Das von vielen Akteuren wiederholt vorgebrachte Argument, mehrere kleinere Stromgebotszonen führten zu effizienterem physikalischem Dispatch und einer Reduktion der

Redispatchkosten ist nicht der einzige Aspekt, der bei einer Neukonfiguration der Gebotszonen zu berücksichtigen ist. Tatsächlich ist das Ausmaß des Redispatch allein kein Indikator für den Wohlfahrtseffekt einer Gebotszonentrennung. Entscheidend ist, ob ein Einsatz der verschiedenen Kraftwerke, Erneuerbaren, dezentralen Flexibilitäten und Interkonnektoren in einem System einer großen Gebotszone inklusive Redispatch, oder in einem System kleinerer Gebotszonen effizienter stattfinden kann. Zusätzlich sind die Auswirkungen auf den Terminmärkten, das Investitionsverhalten der Erzeuger und die Standortentscheidungen der energieintensiven Industrie, der Ausbau der Verteilnetze und viele weitere Kriterien zu berücksichtigen.

Insgesamt sind in der Diskussion rund um eine Aufteilung stets alle Vor- und Nachteile einer Aufteilung abzuwägen und volkswirtschaftlich zu bewerten. Der BDEW weist auf folgende, nicht abschließende Aspekte hin:

- › Eine Aufteilung birgt die Gefahr, Bauvorhaben künftiger EE-Projekte zu verlangsamen und damit die Ziele der Energiewende zu gefährden. Eine norddeutsche, EE-lastige Stromgebotszone hat signifikante Auswirkungen auf die Marktwerte der Erneuerbaren Energien. Außerdem würde die Wirtschaftlichkeit bestehender EE-Projekte in Frage gestellt, die z. B. über PPA-Verträge vermarktet wurden.
- › Eine Aufteilung würde dadurch auch zusätzlich den Bundeshaushalt (EEG-Konto) aufgrund einer höheren EE-Förderung, vor allem von EE-Anlagen im Norden belasten.
- › Das für den netztechnischen Süden erwartbare höhere Strompreisniveau gefährdet die internationale Wettbewerbsfähigkeit der dort angesiedelten Industrie. Eine Verlagerung der Produktion in den netztechnischen Norden ist aufgrund der hohen Investitionsanforderungen unwahrscheinlich. In Folge würde entweder Produktion eingestellt, oder der Bund durch zusätzliche Förderung (Industriestrompreis) die höheren Preise ausgleichen müssen.
- › Eine Aufteilung der einheitlichen Stromgebotszone kann den dringend notwendigen Netzausbau nicht ersetzen, da Deutschland einen hohen Stromtransportbedarf hat. Solange dieser nicht voranschreitet, wird sich der Redispatch-Bedarf kaum verändern. Durch eine Gebotszonentrennung würden, die nun im Redispatch befindlichen Anlagen im Markt aktiviert bzw. abgeregelt werden. Dies hat die oben beschriebenen Auswirkungen auf die Markträumungspreise und die Produzenten- bzw. Konsumentenrenten.
- › Da der physikalische Dispatch in der Regel unabhängig vom konkreten Marktdesign und der expliziten Gebotszonenkonfiguration ist, würde sich eine Gebotszonentrennung nicht auf die Ringflüsse durch Deutschlands Nachbarländer auswirken.
- › Nicht zuletzt würde der deutsche Strommarkt durch eine Aufteilung seinen Stellenwert in Europa verlieren. Die deutsch-luxemburgische Gebotszone wird von europäischen



Marktteilnehmern als zusätzliche Absicherung genutzt, um ihre Risiken im Stromhandel zu minimieren („proxy hedging“). Schließlich erlauben diese Praktiken, Strompreise in Europa gering zu halten und Preiskonvergenzen zwischen den EU-Mitgliedsstaaten herzustellen.

Außerdem zeigt der enorme Zeitverzug der gegenwärtigen Überprüfung von Gebotszonen, mit welchem unvorhersehbaren Aufwand ein Neuzuschnitt überhaupt verbunden ist. Grundsätzlich wird jeder Neuzuschnitt neben den erhofften Vorteilen auch neue Herausforderungen mit sich bringen, die zu einem späteren Zeitpunkt einen weiteren Neuzuschnitt begründen würden. Drehte man diese Spirale immer weiter, würde eine optimale Gebotszonenkonfiguration nie erreicht werden können – sondern jede Überprüfung für zusätzliche Unsicherheiten beim Thema Planungs- und Investitionssicherheit sorgen.

6. *In einigen Ländern und Regionen außerhalb Europas (u. a. Kalifornien, Texas, Australien) werden die Strompreise nodal (für jeden Ein- und Ausspeisepunkt separat) gebildet, um Netzengpässe direkt preislich abzubilden und somit zu internalisieren. Halten Sie ein solches Modell in Deutschland und Europa für sinnvoll und umsetzbar? Was ist das wichtigste Argument dafür bzw. dagegen?*

Im Zuge der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte ist das zonale Preissystem eingeführt worden und bildet seit jeher ein wesentliches Element des europäischen Strommarktdesigns. Auf diesem beruht jeglicher Fortschritt im Bereich der Energiewirtschaft. Das zonale Preissystem hat zu einem erhöhten Wettbewerb auf Anbieter- und folglich zu niedrigeren Strompreisen auf Nachfragerseite geführt. Die Verzahnung der zonalen Preissysteme durch einen erhöhten Stromaustausch zwischen den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten hat außerdem zu einer erhöhten Versorgungssicherheit in Europa geführt. Die europäische Energieregulierungsbehörde ACER hat im Jahr 2021 [berechnet](#), dass der grenzüberschreitende Stromhandel in den zehn Jahren davor rund 34 Mrd. Euro pro Jahr an Vorteilen für die Verbraucherinnen und Verbraucher gebracht hat.

Grundsätzlich ist der Unterschied zwischen einem zonalen und nodalen Preissystem wie folgt zu erklären. Während ein zonales Preissystem primär auf die Fähigkeit setzt, langfristige Preisabsicherungen an Strommärkten zu ermöglichen und Risiken dadurch gering zu halten, setzt ein nodales Preissystem durch die explizite Einpreisung von Transportkosten auf Dispatcheffizienz.

Allein aus dem Grund der derzeit politisch gewollten Reduktion und Stabilisierung europäischer Strompreise (s. Veröffentlichung des Affordable Energy Action Plan der Europäischen Kommission vom 26. Februar 2025) wäre die Beibehaltung des zonalen Preissystems sinnvoll. Denn ein zonales Preissystem kann besser für langfristige Preisstabilität sorgen und grenzüberschreitend Preisvolatilitäten niedrig halten als ein nodales Preissystem.

Ein nodales Preissystem hat im Vergleich zum etablierten europäischen, zonalen Stromhandel zwei gravierende Nachteile:

- › Im nodalen System werden Netzengpässe im Strommarkt explizit berücksichtigt. Daher muss ein zentraler Akteur – in den USA der Independent System Operator (ISO) – die lokale Kraftwerkseinsatzplanung durchführen. Für den Strommarkt bedeutet dies in der Regel, dass eine Marktteilnahme verpflichtend ist und nur anlagenscharf geboten werden kann. Im europäischen, zonalen System hingegen gibt es keine Teilnahmeverpflichtung am Markt. Marktteilnehmer können über die Börsen, Broker oder bilateral handeln. Zudem können sie portfoliobasiert bieten und müssen nicht jede einzelne Anlage separat am Markt anbieten. Kurzfristige Änderungen im Dispatch können innerhalb des eigenen Portfolios ausgeglichen werden und müssen nicht kostspielig über den Markt erfolgen. Die Möglichkeit, Gebote am Strommarkt portfolio- und nicht anlagenbasiert abzugeben, erhöht die Flexibilität des europäischen Systems im Vergleich zum US-amerikanischen deutlich.
- › In einem nodalen Preissystem haben nicht nur die temporären Netzengpässe Einfluss auf den Marktpreis, sondern auch jede mittel- bis langfristige Änderung im Netz, sei es durch Wartungen oder Netzausbau. Die Marktteilnehmer müssen daher stets die aktuelle Netzsituation und die Ausbaupläne in ihren Handelsaktivitäten und Investitionsentscheidungen berücksichtigen. Fundamentalmodelle weisen im nodalen System eine hohe Sensitivität auf den Netzentwicklungsplan auf. Das ist einer der Gründe, warum der auf Knotenpreisen basierende Bidding-Zone-Review so aufwändig durchzuführen ist. In einem zonalen System reicht für eine Preisprognose die Kenntnis der verfügbaren Erzeugungsanlagen, Interkonnektorkapazitäten und erwarteten Lasten. Dies ermöglicht eine präzise Vorhersage von Preisen und eine souveräne Absicherung des eigenen Portfolios auf Termin.

7. *Halten Sie die flächendeckende Einführung von Smart Metern für ein sinnvolles Instrument, um die Netzkapazitäten besser zu steuern und die Kosten zu begrenzen? Was sind aus Ihrer Sicht die größten Hindernisse, die einem stärkeren Smart Meter-Ausbau in Deutschland im Weg stehen? Was wäre aus Ihrer Sicht der größte Vorteil einer flächendeckenden Nutzung von Smart Metern? Wie sollten die Kosten dieses Ausbaus auf die Akteure verteilt werden?*

Smart Meter sind dringend notwendig, um der zunehmend volatilen und dezentralen Erzeugung im klimaneutralen Stromsystem zu begegnen. Durch den flächendeckenden Einbau von Smart Metern können Netzbetreiber detaillierte Informationen über den Zustand ihres Netzes abrufen und so den Netzausbau optimieren. Des Weiteren können Netzbetreiber über die sichere Smart-Meter Gateway Infrastruktur steuernd eingreifen, sollte es durch unkontrollierte Einspeisung zu Engpässen im Netz kommen. Ein Gutachten im Auftrag des BMWK im Jahr

2024 ergab, dass bis 2030 zwischen 34 und 46 Mrd. Euro an Investitionskosten in den Verteilnetzausbau durch Steuerung eingespart werden könnten. Gleichzeitig bieten Smart Meter Potenzial für neue marktliche Produkte wie dynamische Tarife, die ebenfalls ein netzdienliches Verhalten anreizen können. Die verbesserte Datenverfügbarkeit sowie die Steuerung über Smart Meter stellen die größten Vorteile einer flächendeckenden Nutzung von Smart Metern dar.

Aufgrund der genannten Vorteile für Netzbetreiber wie auch die für Verbraucher durch neue, intelligente Produkte sowie mehr Transparenz über ihr Verbrauchsverhalten, ist die Aufteilung des Entgelts für den Einbau und Betrieb eines Smart Meters zwischen Anschlussnetzbetreiber und Anschlussnutzer aus Sicht des BDEW angemessen.

Mit der Novellierung des Messstellenbetriebgesetzes im Rahmen des Gesetzes zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen wurde ein wichtiger Meilenstein bei der Beschleunigung des Smart Meter Rollouts in Deutschland erreicht. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden verbessert, es sind jedoch auch neue Anforderungen hinzugekommen, wie die Ausweitung der Datenübertragung. Messstellenbetreiber müssen die Messwerte künftig viertelstundenaktuell übermitteln, sofern der Verteilnetzbetreiber, der Übertragungsnetzbetreiber oder der Bilanzkreiskoordinator dies fordert. Das stellt eine enorme Steigerung des Übertragungsaufwands im Vergleich zum Status Quo dar, in dem einmal täglich die Viertelstundenwerte des Vortages übermittelt wurden. Darüber hinaus bestehen einige Unklarheiten im Zusammenhang mit der Steuerung am Netzanschluss. Der Einbau von moderner Steuerungstechnik ist künftig an den Einbau eines Smart Meters gekoppelt und soll standardmäßig vorgenommen werden. Gleichzeitig gibt der gesetzliche Rahmen vor, dass nicht mehr über konventionelle Technik gesteuert werden darf, sobald ein Smart Meter eingebaut ist. Moderne Steuerungstechnik und insbesondere die notwendigen nachgelagerten Prozesse sind jedoch noch nicht in der Menge verfügbar, um mit dem gleichen Tempo wie Smart Meter verbaut werden zu können. Hier bräuchte es eine Übergangslösung, um die Steuerung und die Messung vorübergehend zu trennen, da sonst eine Verzögerung des Smart Meter Rollouts droht. Das sind Herausforderungen, die nun parallel zum Rollout der Smart Meter bewältigt werden müssen.

8. *Inwiefern stellt die Flexibilisierung der Energienachfrage eine Herausforderung dar, insbesondere im Hinblick auf das Potenzial in Industrie und Haushalten? Welchen Anteil am Gesamtstromverbrauch könnten diese beiden Sektoren im Rahmen der Flexibilisierung übernehmen? Wie gut lassen sich Überlast-Ergebnisse aus Ihrer Erfahrung heraus kalendarisch bestimmen? Was ist aus Ihrer Sicht die typische erforderliche Reaktionszeit zur Nachfrageflexibilisierung (wie z. B. Frankreich 20 Uhr Vortag)?*

Die größten Herausforderungen für eine Flexibilisierung der Energienachfrage bzw. genauer gesagt der Stromnachfrage bestehen sowohl in der technischen Umsetzung als auch in der

Wirtschaftlichkeit im Hinblick auf das Potenzial in Industrie und Haushalten. In Haushalten mit Normalanwendungen ist das Potenzial aus unserer Sicht zum einen bezüglich des Lastvolumens begrenzt, zum anderen fehlen hier oftmals noch die technischen Voraussetzungen sowohl stromseitig (Smart Meter-Rollout etc.) als auch geräteseitig (SmartHome-Fähigkeit, Steuerungsmöglichkeiten etc.). Zudem sind die finanziellen Einsparpotenziale bei Nutzung dynamischer Tarife derzeit noch überschaubar. Höhere Flexibilitätspotenziale bestehen, sofern steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie elektrische Wärmepumpen oder eine Wallbox vorhanden sind. Zusätzliche Potenziale für positive Lastflexibilität könnten durch eine bessere Einbindung von Heimspeichern oder durch die Möglichkeit zum bidirektionalen Laden entstehen. Dem stehen derzeit jedoch regulatorische Vorgaben entgegen.

In der Industrie sind die noch fehlende Wirtschaftlichkeit sowie fehlende Anreize für markt- oder netzdienliches Nachfrageverhalten Hemmnisse. Zudem sind für viele Produktionsprozesse die Stromkosten zwar relevant, aber nicht maßgeblich. Oftmals ist beispielsweise die Erfüllung von Lieferverpflichtungen oder Just-in-time-Produktion maßgeblicher. Zudem wird die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht nur durch die Produktions- und Stromkosten bestimmt, sondern auch durch die erzielbaren Absatzpreise des hergestellten Produkts.

Quantitative Potenziale für den Anteil am Gesamtstromverbrauch liegen uns leider nicht vor. Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass der Anteil am Gesamtstromverbrauch auch nur geringe Relevanz hat. Entscheidender ist das Potenzial zur Lastabsenkung oder Lasterhöhung in Relation zur Residuallast oder Spitzenlast.

Früher lagen Spitzenlastzeiten üblicherweise im Winter in den frühen Abendstunden. Diese Betrachtung wird aber zunehmend an Bedeutung verlieren. Zukünftig sind typische Situationen für die Aktivierung von Lastreduktionspotenzialen weniger von Saisonalität oder Tageszeit abhängig. Für zukünftige Knappheitssituationen werden nicht die Spitzenlastzeiten entscheidend sein, sondern die Zeitpunkte der höchsten Residuallasten als Differenz von Last und fluktuierender Einspeisung aus Wind und Sonne. Typische Situationen werden dann wind- und/oder sonnenarme Phasen mit verbrauchsseitig hohem Lastbedarf sein. Diese Situationen können dann je nach Wind- und Sonnendargebot sowohl im Winter als auch im Sommer auftreten.

Eine typisch erforderliche Reaktionszeit können wir nicht benennen, da dies sowohl von Ursache der Aktivierung, Einsatzweise und Technologie abhängig ist. Die Anforderungen unterscheiden sich von am Vortag bei einer marktlichen Aktivierung im Day-ahead-Markt, oder kurzzeitiger im Intraday-Markt oder bei netzdienlicher Aktivierung zum Zweck der Systemstabilität.

9. *Ab 2025 muss Betreibern bestimmter steuerbarer Anlagen (u. a. Wärmepumpen, private Ladestationen für E-Autos) ein zeitvariables Netzentgelt angeboten werden, wenn ein intelligentes Messsystem verbaut ist. Kann diese Regelung Ihrer Einschätzung nach einem Beitrag zur Vermeidung einer Überlastung der Stromnetze leisten? Sollte dieser Ansatz auch für andere Abnehmer – ggf. verpflichtend – eingeführt werden?*

Mit der richtigen Ausgestaltung könnten flexible Netzentgelte grundsätzlich netzdienliches Verhalten von flexiblen Netzkunden in Form von Lastverschiebungen anreizen und somit die Netze entlasten. Um Erfahrungen zu sammeln, sollten Auswirkungen der derzeitigen Regelungen zum § 14a EnWG zunächst evaluiert werden. Auf dieser Basis können dann Ableitungen dazu getroffen werden, ob und in welchem Umfang eine weitere Flexibilisierung der Netzentgelte sinnvoll ist. Für eine abschließende Bewertung sind die Regelungen noch nicht ausreichend lange in Kraft.

10. *In einigen Nachbarländern Deutschlands, wie etwa Belgien und Österreich, wurde bereits eine G-Komponente eingeführt, die ein leistungsabhängiges Netzentgelt für Erzeuger darstellt. Dadurch soll die tatsächliche Netzbeanspruchung besser reflektiert werden. Halten Sie ein solches Modell auch in Deutschland für sinnvoll und umsetzbar? Welche Vor- und Nachteile sehen Sie? Halten Sie es für sinnvoll, eine potenzielle G-Komponente in Deutschland regional differenziert auszugestalten?*

Der BDEW ist zurzeit in der internen Bewertung einer Reform der Netzentgeltsystematik. Die Einführung einer G-Komponente ist Teil dieser Analyse, weswegen wir noch keine Verbandsposition dazu äußern können. Jedoch lässt sich der Effekt einer G-Komponente auf den Stromhandel anhand ökonomischer Mechanismen objektiv darlegen.

Die Einführung einer G-Komponente würde direkt in die Preisbildung am Strommarkt eingreifen. Denn sie würde automatisch zu einem veränderten Gebotsverhalten seitens der Marktteilnehmer im Stromhandel führen und Renten von den Konsumenten zu den Produzenten verschieben. Anbieter würden ex-ante beim Bieten die Höhe der G-Komponente in ihre Grenzkosten einpreisen. Folglich würde der jeweilige Preis, zu dem angeboten wird, um die Höhe der G-Komponente steigen. Die dadurch erzeugte Verteuerung des Stroms könnte zudem das Preissignal am gekoppelten europäischen Strommarkt verzerren, weshalb es unbeabsichtigt zu veränderten grenzüberschreitenden Stromflüssen und zu einer veränderten Import-Exportbilanz führen kann. Höhere Preise am deutschen Strommarkt würden in jedem Fall höhere Importe aus den Nachbarländern erzeugen und damit Wertschöpfung ins Ausland verlagern.

Es lohnt zudem ein Vergleich mit der bis vor Kurzem noch an den Grenzübergangspunkten erhobenen Gasspeicherumlage. Sie erhöhte den Gaspreis um bis zu 10 %. Dies hatte unmittelbare Auswirkungen auf die Gasflüsse in Europa und stieß europaweit daher auf großen Widerstand.

Grundsätzlich hängen die möglichen positiven und negativen Auswirkungen der Einführung einer G-Komponente stark von deren Ausgestaltung ab. Zudem besteht ein Zielkonflikt. Auf der einen Seite steht der Bestandsschutz und das Ziel der Reform der Netzentgeltsystematik, Anreize für ein effizientes Stromsystem zu schaffen (Standortanreize können nur für neue Anlagen gesetzt werden), auf der anderen Seite ein Level Playing Field und der diskriminierungsfreie Netzzugang für alle im Markt befindlichen Anlagen. Es stellt sich die grundlegende Frage, ob Einspeiseentgelte nur für neue Anlagen erhoben werden können, oder aber für die Gesamtheit der Anlagen erhoben werden müssten. Eine Bestandsanlage, die keine Netzentgelte entrichten muss, würde sich dann im marktlichen Wettbewerb mit einer Neuanlage, die Netzentgelte entrichten muss, stets durchsetzen.

*11. Wie können die Baukostenzuschüsse zu netzdienlichen Investitionen beitragen? Wie sollten die Baukostenzuschüsse für Batteriespeicher ausgestaltet werden?*

Die Bundesnetzagentur sieht allein im Übertragungsnetz eine regionale Differenzierung von Baukostenzuschüssen vor, um Anreize für Investitionen an geeigneten Standorten zu schaffen. Um solche Anreize auch in den Verteilnetzen zu schaffen, sollten die Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit zur regionalen Differenzierung innerhalb ihrer jeweiligen Netzgebiete erhalten.

Der BDEW empfiehlt, die Regelungen für Baukostenzuschüsse für Stromspeicher zu prüfen und entsprechende Anreize zur netzdienlichen Allokation und ggf. Nutzung zu berücksichtigen. Die Erhebung von Baukostenzuschüssen kann dazu beitragen, einerseits Kosten für einen möglichen erforderlichen Netzausbau verursachungsgerecht zuzuordnen und andererseits die Netzanschlussleistung auf das erforderliche Maß zu begrenzen. Stromspeicheranlagen, die die Leistungsfähigkeit des Netzes stärken und das Netz entlasten, müssen entsprechende Anreize erhalten können. Im Übrigen sollten sich Stromspeicher an der Finanzierung der Netzinfrastruktur beteiligen, soweit sie diese entweder zusätzlich belasten oder wie reine Letztverbraucher nutzen. Dem müssen die Entgeltsystematik und Baukostenzuschüsse Rechnung tragen. Für eine netzdienliche Berücksichtigung von Speichern müssen transparente Bedingungen definiert werden, unter welchen ein Speicher zur Vermeidung von Netzausbau beiträgt, eine netzdienliche Wirkung entfaltet und entsprechend angereizt werden sollte (siehe die „[BDEW-Speicherstrategie für die Stromversorgung](#)“ vom Dezember 2023).

### III. Fernwärme

Eingangs sei die Frage erlaubt, inwieweit die Fragen zur Fernwärme von der Rechtsgrundlage des § 62 Abs. 1 EnWG gedeckt sind. Hiernach kann die Monopolkommission alle zwei Jahre ein Gutachten erstellen, in dem sie den Stand und die absehbare Entwicklung des Wettbewerbs und die Frage beurteilt, ob funktionsfähiger Wettbewerb auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas in der Bundesrepublik Deutschland besteht, die Anwendung der Vorschriften des EnWG über die Regulierung und Wettbewerbsaufsicht würdigt und zu sonstigen aktuellen wettbewerbpolitischen Fragen der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas Stellung nimmt.

Wollte die Monopolkommission die mit den aufgeworfenen Fragen angesprochenen Themen der Fernwärmeversorgung bewerten, böte sich gegebenenfalls ein eigenständiges Gutachten (nach § 44 Abs. 1 Satz 4 GWB) an, mit dem es womöglich auch gelänge, ein umfassenderes und vollständigeres Bild der Fernwärmeversorgung unter Berücksichtigung weiterer Aspekte zu zeichnen.

Unabhängig davon ist der Branche nicht zuletzt aufgrund der aktuellen öffentlichen Berichterstattung über Fernwärmepreise bewusst, dass über die angesprochenen Themen diskutiert werden sollte. Insbesondere der Energiewirtschaft ist daran gelegen, mit einem sachlich fundierten Auftreten Vorurteile abzubauen.

Im Folgenden finden Sie die Antworten zu den Themen, die sich auf Wärmenetze beziehen.

*12. Haben Sie in den letzten Jahren Veränderungen der Wettbewerbssituation für Fernwärmeanbieter beobachtet, insbesondere im Wettbewerb zu anderen Wärmeenergieträgern wie der Wärmeversorgung durch Gas? Wie wirken sich Ihrer Meinung nach die aktuellen Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) sowie der grundsätzliche Transformationsdruck im Rahmen der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung auf die Wettbewerbssituation aus, der Fernwärmeanbieter ausgesetzt sind?*

Die Wettbewerbssituation hat sich in den letzten Jahren insbesondere durch die Einführung des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) sowie der §§ 71 ff. in das GEG verändert. Hinzu kommt die bevorstehende Transformation der Gasnetze, die Auswirkungen auf den Wärmemarkt haben wird.

Zentrales Anliegen der Versorgungsunternehmen ist Planungs- und Investitionssicherheit in Hinblick auf die notwendige Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben, vor allem der Verpflichtung zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung nach §§ 29ff. WPG. Die Erfüllung der

Dekarbonisierungsziele durch den stetig steigenden Einsatz von Erneuerbaren Energie und/oder von Abwärme verursacht Kosten. Der Investitionsbedarf ist entsprechend groß. Daneben ist zu erwarten, dass es im Zuge der kommunalen Wärmeplanung zu einem Aus- und Neubau bzw. einer Verdichtung von Wärmenetzen kommt. Auch dies erfordert entsprechende Investitionen der Versorgungsunternehmen.

Um wettbewerbsfähig zu bleiben, müssen die durch diese Investitionen entstehenden Kosten bewältigt werden können. Ein Ansatz hierfür ist die Verbesserung der Rahmenbedingungen für eine Förderung und/oder die Möglichkeiten einer Finanzierung der vorzunehmenden Investitionen.

Der Transformationsdruck im Rahmen der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und deren Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation lassen sich auch daran erkennen, dass es den Versorgungsunternehmen unter den geltenden Regelungen, vor allem der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV), nicht immer ohne weiteres möglich ist, die für die verpflichtende Dekarbonisierung entstehenden Kosten weiterzugeben. Der Wärmepreis wird bei Vertragsschluss mit dem Kunden einvernehmlich vereinbart und kann während der Laufzeit des Vertrages nicht einseitig geändert werden. Wegen der langen Laufzeit von Fernwärmelieferverträgen verändern sich die Preise lediglich anhand einer zwischen den Vertragsparteien zu Vertragsbeginn vereinbarten Preisanpassungsklausel. Diese besteht in einer konkreten, aus verschiedenen Preisindizes zusammengesetzten mathematischen Formel, aus der sich ohne jeglichen Preissetzungsspielraum für das Fernwärmeversorgungsunternehmen die jeweiligen Preise ergeben. Dabei müssen die gesetzlichen Vorgaben des § 24 AVBFernwärmeV eingehalten werden. Dieses Modell gibt Sicherheit für beide Vertragsparteien für die Dauer des Vertragsverhältnisses und sichert die jeweiligen Investitionen ab.

Für Fernwärmekunden, mit denen bereits vor dem Inkrafttreten des WPG ein Vertragsverhältnis bestand, tritt damit folgendes Problem auf: Die Dekarbonisierung der Wärmenetze verursacht Kosten zur Umsetzung der gesetzlichen Verpflichtungen aus § 29 ff. WPG, die zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses für beide Vertragsparteien nicht kalkulierbar waren und die allein nach Maßgabe der Preisanpassungsklausel nicht vollständig an die Kunden weitergegeben werden können. Wollte das Fernwärmeversorgungsunternehmen den Preis infolge solcher neuen Kosten erneut kalkulieren und diesen neuen Preis dem Vertrag zugrunde legen, hätte es nach derzeitiger Rechtslage nur die Möglichkeit, die Verträge einvernehmlich anzupassen oder diese dem Kunden gegenüber zu kündigen und neue Verträge abzuschließen. Eine Finanzierung der hohen Dekarbonisierungskosten wird auf diesem Wege nicht gelingen. Auch wäre dies mit einem entsprechenden Aufwand und auch mit dem Risiko verbunden, Kunden zu verlieren und würde die Kalkulationsgrundlage zulasten der übrigen Kunden nachteilig verändern.



Diese Folge ist weder rechtlich gerechtfertigt noch – angesichts des gesellschaftlichen Konsenses, eine Wärmewende zu vollziehen – sachgerecht. Vielmehr muss es den Fernwärmeversorgungsunternehmen erlaubt sein, derartige gesetzlich initiierte Neukosten, die nicht allein auf einer freien unternehmerischen Entscheidung beruhen, auch innerhalb der Vertragslaufzeit als Zusatzkosten an seine Kunden weiterzugeben. Denn an der Umstellung der Wärmeversorgung partizipieren letztendlich auch die Kunden der Versorger.

Als wettbewerbliches Hemmnis erweist sich überdies die Wärmelieferverordnung (WärmeLV), die vorschreibt, an welchem Preis sich die Fernwärme beim Anschluss von Bestandsgebäuden orientieren muss. Wenn die gewerblich gelieferte Wärme nicht unterhalb des Wärmepreises liegt, der im Objekt bisher gezahlt werden musste, dann müssen die Mieter laut § 556c BGB die Betriebskosten für die Wärme nicht tragen.

Diese Regelungen haben, die von Fernwärmeversorgungsunternehmen und Contractoren angebotenen Lösungen bereits in der Vergangenheit benachteiligt.

Ursache dieses Ungleichgewichts ist, dass bei der Abrechnung von Wärmelieferungen Dritter (Fernwärmeversorger oder Contractoren) in den Betriebskosten sowohl die Wartungs- und Instandhaltungskosten als auch die Anlagenkosten, Sach- und Personalkosten für Erzeugungsanlagen und Netze inbegriffen sind, während in den Betriebskosten der Mietwohnungen, die mit einer Heizungsanlage des Vermieters (meist Öl oder Gas) beheizt werden, nur die Brennstoffkosten zuzüglich der Heizungswartung, des Betriebsstroms und der Schornsteinfegerkosten enthalten sind. Die Kosten der Heizungsanlage selbst (Abschreibungen bzw. Kapitalkosten – auch wenn die Anlage abgezahlt ist) sind demgegenüber in der Kaltmiete enthalten. Kostensteigerungen der Kaltmiete sind jedoch nicht Gegenstand des § 556c BGB und somit auch nicht in der Wärmelieferverordnung, was folglich zu einer Schiefelage beim Wirtschaftlichkeitsvergleich von gewerblicher Wärmelieferung und Eigenlösungen durch den Vermieter führt.

Das Ungleichgewicht in Bezug auf die Wettbewerbssituation hat sich also in den letzten Jahren durch die Anwendung der WärmeLV in zwei Effekten deutlich gezeigt:

- › Gegenüber Öl- und Gasheizungen, die am häufigsten im Bestand anzutreffen sind und laut GEG ersetzt werden sollen: Die Dekarbonisierung der Wärmenetze wird durch die WärmeLV erschwert und damit ein Lock-In-Effekt für Gas/Öl-Heizungen erreicht, weil durch den rückwärtsgewandten Betriebskostenvergleich gemäß der WärmeLV steigende Kosten für fossile Brennstoffe (z. B. durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung) nicht berücksichtigt werden.
- › Gegenüber Heizungsmodernisierungen bei denen der Vermieter selbst in die Erzeugungsanlage im Gebäude investiert: Während Vermieter bei Eigenmodernisierungen – durch Dämmung oder eine Modernisierung der Heizung – die Kaltmiete innerhalb von 6 Jahren um bis zu 3 Euro pro qm pro Monat erhöhen dürfen (gemäß § 559 Abs. 1 und 3a Satz 1

BGB), sind solche Modernisierungen durch Fernwärme (Effizienz und/oder Klimaneutralität) nur dann möglich, wenn sie die Betriebskosten nicht erhöhen.

Die zahlreichen neuen gesetzlichen Aufgaben der Fernwärmeversorger im Zuge des Wandels hin zu einer klimaneutralen, dekarbonisierten Wärmeversorgung dürfen nicht zu ungerechtfertigten Belastungen bei den Versorgungsunternehmen führen. Ein verlässlicher Rechtsrahmen sowohl für Fernwärmeversorgungsunternehmen und Contractoren als auch für ihre Kunden ist hierfür unerlässlich.

*13. In den Niederlanden galt in den letzten Jahren eine Preisobergrenze für Fernwärme, die sich am Gaspreis orientierte. In Dänemark wird demnächst eine ähnliche Obergrenze eingeführt, die an den Preis für Wärmepumpenstrom gekoppelt ist. Halten Sie eine solche an einem fiktiven Wettbewerbspreis orientierte Price-Cap-Regulierung auch in Deutschland für sinnvoll und umsetzbar, um die Kundinnen und Kunden vor überhöhten Preisen zu schützen?*

Eine Price-Cap-Regulierung als Option zur Vermeidung hoher Fernwärmekosten ist aus Sicht des BDEW generell nicht der richtige Ansatz und daher abzulehnen, da er zukünftige Entwicklungen zu stark pauschalisiert und das Risiko birgt, dass er sich an (lokal) gegebenenfalls überhaupt nicht realisierbaren Preisen ausrichtet. Vielversprechender ist der bereits bestehende Ansatz zur Vermeidung missbräuchlich hoher Preise durch die kartellrechtliche Preisaufsicht in der Form, die sich bereits bewährt hat. Über den nötigen Umfang von Missbrauchskontrollen wird derzeit intensiv diskutiert, die grundsätzliche Methode ist jedoch nicht zu beanstanden und sachdienlich.

Aus Sicht der Wärmewirtschaft sind grundlegende Systemänderungen, wie eine Price-Cap-Regulierung keine geeigneten Instrumente. Und auch nicht notwendig. Vor allem bei Neuanschlüssen funktioniert der Wettbewerb um die für die jeweiligen Gebäude geeignete Wärmeversorgung. So ist es aus Sicht eines Fernwärmeversorgers zwingend notwendig, die Preise im Markt, um die Heizsysteme zu berücksichtigen. Er muss, um am Markt langfristig bestehen zu können, in seiner Preisgestaltung marktfähig bleiben. Auch wenn sich die Heizsysteme wandeln und von klassischen Formen bzw. Brennstoffen, wie Gas und Öl lösen werden, bleiben gleichwohl alternative Heizsysteme bestehen. Daneben sieht sich der Fernwärmeversorger, wenn er Anbietern mit großer Nachfrage gegenübersteht (z. B. Wohnungsunternehmen mit vielen fernwärmeversorgten Objekten oder Gewerbeobjekten) einer Nachfragemacht gegenüber, die keine kostendeckende Preisfestsetzung erlaubt. Es gibt also keinen Bedarf für einen, durch einen Price-Cap fingierten „Als-Ob-Wettbewerb“.

Wichtig ist auch, dass der Ausbau der Fernwärme kalkulierbar bleibt. Die Fernwärmeversorgungsunternehmen befinden sich mitten in der größten Transformation ihrer Geschichte und sind aufgrund des großen Investitionsbedarfs in hohem Maße auf externes Kapital angewiesen. Eine Diskussion über einen neuen regulatorischen Rahmen führt unweigerlich zu Verunsicherungen bei den Investoren und externen Kapitalgebern und kann Investitionsrückhaltung zur Folge haben. Würden bis dato wirtschaftliche und entsprechend der beschrittenen Transformationspfade zunehmend erneuerbare Wärmeversorgungsoptionen aufgrund dessen vom Markt verdrängt, müssten Verbraucher zu womöglich teureren und oftmals ineffizienteren Einzellösungen greifen. Für Verbraucher bedeutet dies, dass ein eigentlich effizientes und gemeinschaftlich genutztes Versorgungssystem durch strukturelle Hindernisse weniger zugänglich wird. Damit drohen nicht nur höhere Kosten und sinkende Versorgungssicherheit für die Verbraucher, die sich bereits am Wärmenetz befinden, sondern auch eine spürbare Hürde für die Wärmewende. Um solche Risiken zu minimieren, braucht es Regelungen, die vor allem Investitionssicherheit schaffen und eine verlässliche Refinanzierung von Netz- und Infrastrukturkosten ermöglichen.

Es gibt mit den Bestimmungen der AVBFernwärmeV, der kartellrechtlichen Missbrauchskontrolle und maßgeblichen Entscheidungen des Bundesgerichtshofes (BGH) bereits aus den vergangenen Jahren einen klaren Rechts- und Ordnungsrahmen für die Fernwärmeversorgung. Anstatt zusätzliche Regulierungsinstrumente zu schaffen, sollte der bestehende Rahmen schrittweise dem Transformationsprozess in der Wärme angepasst werden. Die Energiewirtschaft fordert bereits seit langem eine Weiterentwicklung der AVBFernwärmeV und hat dazu auch Vorschläge unterbreitet.

Zum Gaspreis-Cap: Die Schwankungen im Gaspreis aufgrund des Ukraine-Krieges und der daraus resultierenden Energiepreiskrise in den letzten beiden Jahren sind in Deutschland der Auslöser für die Diskussionen hin zu mehr Verbraucherschutz bzgl. der Fernwärmekunden gewesen, weil sich die Preise plötzlich stark änderten und dieser Mechanismus automatisch über die Preisanpassungsklauseln auf die Kunden durchschlug. Derartige Kopplungen der Preise könnten in Deutschland eventuell wieder zu notwendigen Steuerungsmaßnahmen seitens der Bundesregierung hinsichtlich der Begrenzung der Energiepreise führen. Daher kann der niederländische Ansatz beispielsweise für ein stabiles Marktelement innerhalb von Preisänderungsklauseln, die über 10 Jahre gelten sollen, nicht zielführend sein. Die Gasbeschaffungsstrukturen der Niederlande und Deutschland sind nicht vergleichbar.

Zum Wärmepumpenpreis-Cap: Da in Deutschland mittlerweile die Wärmepumpe als breite Technologieanwendung in den Vordergrund tritt, erscheint die Verwendung eines Wärmepumpenstromtarifs als Orientierung für das Marktelement ein prüfenswerter Ansatz, der gleichwohl kritisch zu sehen ist. Denn er lässt unter anderem außer Acht, ob am zu prüfenden

Standort in einem realen Wettbewerb eine Wärmepumpe wirklich zu diesen durchschnittlichen Kosten verfügbar wäre. Wichtig wäre es hier, die individuellen Kosten der Veränderung des Stromanschlusses und die Platzverhältnisse auf dem Grundstück mitzubedenken.

Ein wichtiger Faktor zur Kontrolle der Preise ist im Übrigen deren Transparenz. Mit dem Aufbau der [Preistransparenz-Plattform](#) für Wärmenetze hat die Branche eine Kernforderung der Monopolkommission erfüllt. Die Unternehmen und die beteiligten Verbände sind sich der Bedeutung bewusst und tragen damit selbst entscheidend zur Schaffung von mehr Transparenz bei. Dies ist wichtig, um die Akzeptanz, aber auch das Verständnis für die Wirkungsweise der Fernwärmeversorgung zu erhöhen.

*14. Halten Sie die momentanen Regelungen zur Regulierung der Fernwärmepreise für angemessen? Sehen Sie Änderungsbedarf? Wie beurteilen Sie die Effektivität der Marktaufsicht durch die Kartellbehörden im Bereich der Fernwärme? Gibt es spezifische Bereiche oder Praktiken, die Ihrer Meinung nach stärker ins Visier genommen werden sollten?*

Der Schutz vor überhöhten Preisen ist in der Fernwärme bereits durch das bestehende Kartellrecht und zusätzlich durch die Regelungen der AVBFernwärmeV gewährleistet. Es gibt gegenwärtig keinen Grund, neben dem bewährten Instrumentarium der Missbrauchskontrolle die Fernwärme einer weitergehenden Regulierung zu unterziehen.

Es fehlt an einer hinreichenden Begründung, warum die bisher bewährten Instrumentarien nicht ausreichen sollten, denn auf deren Grundlage haben sowohl das Bundeskartellamt als auch regelmäßig die Landeskartellbehörden in der Vergangenheit Preisuntersuchungen im Fernwärmesektor durchgeführt. Deutlich hervorzuheben ist, dass sämtliche der zuletzt durchgeführten Untersuchungen der Kartellämter gezeigt haben, dass es keine Hinweise auf ein flächendeckend überhöhtes Preisniveau im Fernwärmesektor gibt. Soweit in Einzelfällen Maßnahmen und Missbrauchsverfahren erforderlich waren, haben diese auch zu entsprechenden Preissenkungen geführt, was belegt, dass es eine funktionierende Kontrolle der Fernwärmepreise gibt.

Da die zwischen den Vertragsparteien verhandelten Preise zu Beginn eines Versorgungsvertrages festgelegt werden und das Fernwärmeunternehmen nur über eine vertraglich vereinbarte Preisanpassungsklausel die Möglichkeit hat, die Preise anzupassen, ist rechtlich gesichert, dass die Fernwärmeversorgungsunternehmen während der vertraglich vereinbarten Laufzeit die Preise nicht beliebig neu setzen können. Vorgegeben wird dies durch die für die besondere Preisstruktur in der Fernwärmeversorgung bewährte Regelung des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV.

Die Bildung der Fernwärmepreise ist darüber hinaus auch transparent für den Kunden. Nach den Anforderungen der AVBFernwärmeV sind zahlreiche relevante Informationen dem Kunden offenzulegen und im Internet zu veröffentlichen.

*15. § 556c BGB wird in Verbindung mit der WärmeLV von vielen Akteuren als Hindernis beim Ausbau der Fernwärme im Bestand betrachtet. Halten Sie diese Regelung für sinnvoll? Wenn nein, wie sollte sie reformiert werden, um stärkere Anreize zum Umstieg auf Fernwärme zu gewähren, ohne gleichzeitig den Schutz von Mieterinnen und Mietern zu vernachlässigen?*

Anknüpfend an die Antwort zu Frage 12 – Innerhalb des BDEW werden derzeit zwei Ansätze diskutiert:

- › Der 50ct-Ansatz: Im Zuge der letzten Überarbeitung des GEG wurde mit Einführung des § 559 Abs. 3a Satz 3 BGB geregelt, dass, wenn der vermietende Gebäudeeigentümer selbst in eine neue Heizungsanlage (etwa eine Wärmepumpe) investiert, die monatliche Kaltmiete „nicht mehr als 0,50 Euro je Quadratmeter Wohnfläche innerhalb von sechs Jahren“ erhöht werden darf. In Analogie zu dieser Regel, die auf die Kaltmiete abstellt, wird vorgeschlagen, eine entsprechende Option für die Betriebskosten einzuführen. Ziel ist es, eine Erhöhung um nicht mehr als – umgerechnet – 0,50 Euro je Quadratmeter als Kappungsgrenze bei der Erhöhung der umlegbaren Betriebskosten zuzulassen, wenn Bestandsgebäude an die Fernwärme angeschlossen werden und die Fernwärme die Bedingungen des GEG erfüllt. Der (fortgeführten) Eigenversorgung und der gewerblichen Wärmelieferung sollten gleiche Wettbewerbsbedingungen eingeräumt werden. Dies führt umgekehrt dazu, dass die Mieterinnen und Mieter bei einem Umstieg auf die gewerbliche Wärmelieferung nicht schlechter gestellt werden, als wenn der Gebäudeeigentümer selbst in eine GEG-konforme Heizung investiert hätte.

Dabei wäre allerdings zu berücksichtigen, dass – anders als bei der Umlage allein der Kosten des Vermieters für die Heizungsumstellung auf die Kaltmiete – im Rahmen der Kalkulation eines Wärmepreises auch die Personal- und Instandhaltungskosten, die Finanzierungskosten sowie Risiko und Gewinn des Wärmelieferanten in die Berechnung einfließen.

- › Der Ansatz zum Gesamtmietenvergleich: Die kostengünstigste Option für die Mieterinnen und Mieter zeigt sich im Ergebnis genau dann, wenn in der Heizungsumstellungsplanung verschiedene Realisierungsoptionen miteinander verglichen werden. Da für Heizungsmodernisierungen in Eigenregie des Gebäudeeigentümers der Umlage-Deckel von 0,50 Euro pro Monat je Quadratmeter rechtlich bereits besteht, würde sich bei einem

Gesamtmietenvergleich automatisch derselbe Deckel für die gewerbliche Wärmelieferung ergeben. Dazu müsste ein realistischer Vergleich jedoch geregelt sein.

Einen Anhaltspunkt enthält das WPG, wonach im Rahmen der Wärmeplanung diejenigen Wärmeversorgungslösungen identifiziert werden sollen, die zum einen das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 sicherstellen und zum anderen unter Berücksichtigung zahlreicher Kennzahlen die kosteneffizienteste Lösung für das beplante Gebiet ausweisen. Hierbei werden neben den Investitionskosten für die jeweilige Wärmelösung ebenso die Betriebskosten über die Lebensdauer der Wärmeversorgungslösung betrachtet (§ 18 Abs. 1 WPG). Das heißt, im Rahmen der Erstellung von Wärmeplänen findet ein Vergleich der Wärmelösungen und zusätzlich ein in die Zukunft gerichteter Vergleich der Kosten statt, die für die Verbraucher entstehen können. Die Wärmeplanung könnte daher ein Anhaltspunkt auch für den Kostenvergleich im Rahmen der WärmeLV sein. Sollte sich beispielsweise im Rahmen der Wärmeplanung ergeben, dass eine leitungsgebundene Wärmeversorgung auch wirtschaftlich eine geeignete Lösung in einem beplanten Gebiet darstellt, könnte dieses Ergebnis bei der Betrachtung gem. § 556c BGB und §§ 8 ff. WärmeLV Berücksichtigung finden (z. B. anhand von Wärmeplänen oder Ausweisungsentscheidungen für den Neu- oder Ausbau von Wärmenetzen gem. §§ 26, 27 WPG). Auf der anderen Seite dürfte eine solche Lösung nicht automatisch zum Ausschluss weiterer Wärmelieferoptionen führen, die im Zuge der kommunalen Wärmeplanung keine Berücksichtigung gefunden haben, dennoch aber eine im Vergleich zur Eigenlösung des Vermieters kostengünstige Variante darstellen können, wie etwa individuelle Versorgungslösungen im Rahmen eines (ggf. auch umfassenden) Contracting-Angebots.

Dieser Ansatz wird im BDEW erst seit Kurzem diskutiert und weiter ausgearbeitet, bildet also bisher keine endgültige BDEW-Position ab.

16. *Mieterinnen und Mieter, die mit Fernwärme heizen, haben üblicherweise keinen direkten Vertrag mit dem jeweiligen Versorger. Halten Sie dies für die zivilrechtliche Rechtsdurchsetzung, z. B. bei überhöhten Preisen, für problematisch? Sollten Mechanismen geschaffen werden, die eine Rechtsdurchsetzung auch ohne laufenden Vertrag ermöglicht und wie könnten diese aussehen? Halten Sie es für sinnvoll, Mieterinnen und Mieter stärker als bisher direkt in die Vertragsgestaltung mit einzubeziehen?*

Es trifft zu, dass die Kunden der Fernwärmeversorgungsunternehmen im Regelfall nicht private Haushaltskunden (Mieter) – wie im Strom oder Gas –, sondern Gebäudeeigentümer (Vermieter) sind, die Eigenschaften von Unternehmen aufweisen.

Wie auch für die übrigen Betriebskosten gilt im Mietrecht der sog. Wirtschaftlichkeitsgrundsatz (§ 556 Abs. 3 Satz 1 BGB), wonach der Vermieter verpflichtet ist, stets wirtschaftlich, d. h. mit Blick auf ein angemessenes Kosten-Nutzen-Verhältnis vorzugehen. Bei der Verhandlung der Preise haben insbesondere gewerbliche Vermieter durch ihre hohe Wärmeabnahme eine entsprechend starke Position inne. Sie befinden sich durch ihre oft hohe Wärmeabnahme (der Mieter) einerseits und andererseits aufgrund ihres eigenen kaufmännischen Knowhows in einer vorteilhafteren Verhandlungsposition gegenüber dem Wärmenetzbetreiber.

Eine zivilrechtliche Durchsetzung etwaiger Ansprüche auf eine Korrektur der Betriebskosten, etwa im Falle des Ansatzes überhöhter Wärmekosten, würde aktuell auf Grundlage des Mietrechts im Zuge der Betriebskostenabrechnung erfolgen müssen. Diese haben keinen Einfluss auf den zwischen dem Versorger und dem Vermieter abgeschlossenen Vertrag. Zu erwägen wäre, dem Mieter ein verstärktes Recht einzuräumen, ggü. dem Vermieter die Einhaltung des Wirtschaftlichkeitsgebotes einzufordern.

Eine etwaige Rechtsdurchsetzung der Mieter gegenüber dem Fernwärmeversorger sollte – wie auch für die übrigen Betriebskosten – keinesfalls gesetzlich eingeführt werden. Hierin läge ein unangemessener Eingriff in den Grundsatz der Privatautonomie. Auch eine Einbeziehung der Mieter in die Gestaltung des Versorgungsvertrags ist aus rechtlichen, wie aus rein praktischen Gründen nicht sinnvoll.

Auf privatrechtlichem Wege besteht bereits heute die Möglichkeit, eine sog. Mieterdirektabrechnung zu vereinbaren. Vermieter und Versorger können demnach vertraglich vereinbaren, dass die Abrechnung der Wärmeversorgung direkt über den Versorger erfolgt.

*17. Sehen Sie strukturelle Wettbewerbshindernisse, die durch eine Entflechtung der Fernwärmeunternehmen und/oder einen regulierten Drittzugang gelöst werden können? Halten Sie Drittzugang im Fernwärmemarkt generell für technisch umsetzbar? Wenn ja, wie könnte dies ausgestaltet werden?*

Strukturelle Wettbewerbshindernisse, die durch eine Entflechtung der Fernwärmeunternehmen gelöst werden können, sind aktuell nicht erkennbar. Die strukturellen Besonderheiten und die Heterogenität der Fernwärmeversorgung stehen dem sogar entgegen. Es handelt sich bei der Fernwärme um nicht mit Strom oder Gas vergleichbare Versorgungssysteme, die eine unterschiedliche Betrachtung erfordern. Anders als bei der Gas- und Stromversorgung über bundesweit verknüpfte Netze erfolgt die Fernwärmeversorgung nur durch ein lokal begrenztes Netz. Die Fernwärmeerzeugung und regionale Versorgung der Kunden erfolgen regelmäßig über ein integriertes Unternehmen, das entlang der gesamten Wertschöpfungskette ein optimiertes System aufbauen kann.

Eine stärkere Dezentralisierung der Wärmeerzeugung in Wärmenetzen durch Dritte, die nicht Wärmenetzbetreiber bzw. -versorger sind, wird im Rahmen der Wärmewende zunehmen. Diese Verschiebung stellt sich zunehmend ein. Aufgrund der Definitionen für klimaneutrale Wärme und die faktische Quotenregelung im WPG müssen bisher ungenutzte Wärmequellen in großem Ausmaß erschlossen werden. Zum Beispiel spielen dabei Abwärmelieferanten eine Rolle, deren Netzzugang individuell verhandelt, geplant, errichtet und betrieben wird – im Einvernehmen der Vertragspartner.

Für die Gewährleistung des Drittzugangs genügt der derzeitige rechtliche Rahmen. § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB räumt Dritten grundsätzlich einen Anspruch auf Zugang zu Fernwärmenetzen ein, wenn sie durch das Fernwärmeversorgungsunternehmen aus betriebsbedingten Gründen nicht abgelehnt werden. Ob eine Zugangsverweigerung gerechtfertigt ist bzw. unter welchen Bedingungen ein möglicher Zugangsanspruch besteht, bedarf stets einer Einzelfallprüfung, bei der jeweils die unternehmensspezifischen Rahmenbedingungen zu bewerten sind.

Zu beachten sind dabei wiederum die Besonderheiten in der Fernwärmeversorgung. Mangels Vermaschung mit anderen Netzen können zusätzlich eingespeiste Mengen nicht ohne Weiteres weitergegeben werden. Fernwärmenetze sind in der Regel als in sich geschlossene Kreislaufsysteme konzipiert und weisen nur eine begrenzte Kapazität auf. Vor- und Rücklauf hängen dabei unmittelbar zusammen. Es besteht kein überregionales Verbundnetz und auch kein übergeordneter Handelsmarkt, in dem überschüssige Mengen abgesetzt werden könnten. Der Bedarf an Wärme wird allein durch die lokale Abnahmestruktur bestimmt. Darüber hinaus besteht eine Vielzahl technischer Besonderheiten, etwa in der Hydraulik, durch limitierte Netzquerschnitte oder wegen unterschiedlicher Systemtemperaturen. Eine Öffnung der Fernwärmenetze für Dritte wird daher, bei gleichzeitig eigener Wärmeerzeugung – anders als im Strom- oder Gassektor – auf natürliche Grenzen stoßen.

*18. Sollten die Wegerechte/Konzessionen für den Betrieb von Fernwärmenetzen zukünftig verstärkt ausgeschrieben werden? Welche Ausschreibungsbedingungen sind denkbar? Sollte zwischen neuen und Bestandsnetzen unterschieden werden? Halten Sie eine Regelung wie § 46 EnWG für Fernwärmenetze für sinnvoll?*

Aktuell gibt es keine gesetzliche Verpflichtung, nach der Kommunen den Betrieb von Fernwärmenetzen ausschreiben müssen. Das BKartA und andere Landeskartellbehörden haben in der Vergangenheit eine Ausschreibungspflicht lediglich bei einem Anschluss- und Benutzungszwang bejaht. Der BGH hat die Frage in der Entscheidung „Stuttgart Fernwärme“ nicht entschieden bzw. entscheiden müssen.



Aus Sicht der Wärmewirtschaft funktioniert die Einräumung der Wegerechte bislang auch ohne Ausschreibungsverfahren in den Kommunen. Für Ausschreibungsverfahren wird kein Erfordernis gesehen.

Wichtig ist, dass keine zusätzliche Unsicherheit für Kommunen und Wärmenetzbetreiber geschaffen wird. Dies könnte dem Transformationsprozess mehr schaden als nutzen. Eine entsprechende Anwendung des § 46 EnWG auf Wärme etwa kommt allein schon deswegen nicht in Betracht, weil die Ziele des § 1 EnWG, die für die Auswahl des neuen Energieversorgungsunternehmens zu beachten sind, weder für Fernwärme gelten noch hierauf ohne weiteres angewendet werden können. Darüber hinaus darf nicht vergessen werden, dass Konzessionsverfahren nach § 46 EnWG für Strom- und Gasnetze komplex, aufwändig und oftmals langwierig sind. Die Regeln für Strom- und Gas-Konzessionsverfahren wurden über mittlerweile 12 Jahre gerichtlich meist im Eilrechtsschutz entwickelt und sind wegen divergierender oberlandesgerichtlicher Rechtsprechung immer noch nicht abschließend geklärt. Dies geht zu Lasten von Rechts- und Planungssicherheit. Wettbewerb ist grundsätzlich zu begrüßen, muss dann aber auch mit klaren Vorgaben und Regeln einhergehen, oder eben auch mit ausdrücklichen Ausnahmen auskommen.

Speziell im Hinblick auf die Kommunalen Wärmepläne, die durch die Kommunen zu erstellen sind, besteht zudem die Gefahr, dass die nicht rechtsverbindlichen Ziele der Wärmeplanung als Bedingungen eines Gestattungs-/ Konzessionsvertrags für bestimmte Regionen definiert werden. Das gilt insbesondere für die Festlegung eines bestimmten geografischen Gebiets. Auch die Frage, ob unterschiedliche Wärmenetze mit ggf. verschiedenen Gestattungsrechteinhabern innerhalb einer Kommune (wie beispielsweise in größeren Städten) mit den Zielen des WPG vereinbar sind, ist nicht geklärt.

Unabhängig von den vorgenannten Aspekten muss bedacht werden, dass bei einer Ausschreibung des Wegerechts eines Fernwärmenetzes zunächst auch nur die Rechte zur Verlegung eines „leeren Rohres“ vergeben würden. Ob und wie sich Erzeugung und Vertrieb dann in einem womöglich unbündelten System mit den Vorgaben des Netzes synchronisieren ließen, ist unklar und gesetzlich nicht geregelt.

### *Ergänzender Hinweise zu Abschnitt III*

In Unterscheidung zur klassischen leitungsgebundenen Fernwärmeversorgung ist für die dezentrale Versorgung über Contracting-Modelle (sog. Energieliefercontracting) die Individualität der jeweiligen Lösungen vor Ort prägend.

Es werden in der Regel kleine, dezentrale Anlagen errichtet und die Anlagentechnik individuell auf den Bedarf des Kunden/des versorgten Gebäudes vor Ort passgenau abgestimmt, häufig in

Kombination mit der Nutzung von Erneuerbaren Energien (PV, Solarthermie, Umweltwärme). Erzeugung und Übergabe erfolgen dezentral vor Ort. Es gibt keine oder nur kleine Leitungsnetze, die Anlagentechnik und die Leitungen befinden sich zumeist auf dem Grundstück des Kunden. Der Anschluss weiterer Versorgungsnehmer ist wegen der Begrenzung der Erzeugungsanlagen (nur so groß wie nötig) nicht immer ohne weiteres möglich.

Der Kunde kann aus einer Vielzahl von lokalen und überregionalen Anbietern wählen. Je nach versorgter Liegenschaft werden individuelle Leistungen und Preise vereinbart. Jede Contracting-Lösung hat ihren eigenen, individuell in Abhängigkeit von Laufzeit, Anlagentechnik, eingesetzter Energie und ggf. weiteren Energiedienstleistungen (neben der Belieferung mit Wärme sind auch die Bereitstellung von Kälte, Dampf, Druckluft, Beleuchtung, Strom aus BHKW, E-Mobilität-Infrastruktur und energienahe Dienstleistungen möglich) kalkulierten Preis. Hier gibt es keine „Kundengruppen“ oder Tarife.

Um den Besonderheiten der individuellen Wärmeversorgung gerecht zu werden, bedürfen Contracting-Lösungen, die in besonderem Maße auf Investitionsschutz und Flexibilität angewiesen sind, eine differenziertere Betrachtung, auch in Hinblick auf die Wettbewerbssituation der leitungsgebundenen Wärmeversorgung.

#### **IV. Aufbau einer wettbewerblichen Ladeinfrastruktur im Bereich der Elektromobilität**

*19. Untersuchungen der Monopolkommission haben gezeigt, dass einzelne Betreiber von Ladeinfrastruktur (CPO) in verschiedenen Regionen hohe Marktanteile an den dortigen Ladesäulen halten. Was sind aus Ihrer Sicht die Gründe dafür und welche Strategien schlagen Sie vor, um eine erhöhte Wettbewerbsintensität und Marktdiversifizierung zu fördern? Wie könnte die aktuelle Regulierungslandschaft geändert werden, um den Markteintritt von Wettbewerbern zu erleichtern?*

Der BDEW begrüßt die an einem objektiven Sachstand orientierte Arbeit der Monopolkommission und des Bundeskartellamts. Die Mitgliedsunternehmen des BDEW bestehen sowohl aus privatwirtschaftlichen wie auch aus kommunalen Ladesäulenbetreibern (CPO).

Hinsichtlich der Frage hoher Marktanteile in verschiedenen Regionen möchten wir zunächst darauf verweisen, dass die Wettbewerbsintensität in der Ladebranche deutschlandweit über die letzten Jahre kontinuierlich zugenommen hat, und lokale Marktkonzentrationen entsprechend abgenommen haben. Der wesentliche Treiber dahinter ist der privatwirtschaftliche Ausbau durch die Vielzahl an Marktteilnehmern, z. B. auch durch die Kooperation von

Ladesäulenbetreibern und Betreibern privater, öffentlich zugänglicher Flächen, z. B. im Einzelhandel oder an Tankstellen. Zudem bauen und betreiben Unternehmen des Einzelhandels etc. zunehmend Ladeinfrastruktur auch in Eigenregie auf. Dadurch wird das Ladeangebot deutschlandweit flächendeckend ausgebaut und die Zahl der Anbieter vor Ort steigt. Dieser Trend wirkt sich direkt reduzierend auf lokale Marktkonzentrationen aus und wurde durch die Berichte der Monopolkommission von 2019, 2021 und 2023 wiederholt bestätigt. Dieser Trend muss u. E. in der öffentlichen Diskussion stärker berücksichtigt werden, da er die zu oft in Frage gestellte Leistungsfähigkeit der marktwirtschaftlichen Organisation des Lademarkts klar aufzeigt.

Ein unstrittiger Grund für teilweise in verschiedenen Regionen noch vorhandene hohe Marktanteile ist, dass kommunale CPO sehr frühzeitig in den Aufbau eines öffentlichen Ladeangebots investiert haben. Aufgrund der insgesamt positiven Dynamik beim Ausbau des Ladeangebots verliert dieses „Erbe“ aus den Anfängen der Elektromobilität zunehmend an Bedeutung.

Ein zweiter Grund dürfte in der Vergabe von Flächen der öffentlichen Hand liegen. So berichten privatwirtschaftliche CPO in vereinzelt und regionalen Fällen von einer Benachteiligung bei der Vergabe von Flächen durch Kommunen. Der BDEW kann diese Fälle, die ihm namentlich nicht bekannt sind, allerdings nicht bewerten.

Ein dritter Grund ist, dass auch im Falle kommunaler Ausschreibungen diese für CPO naturgemäß mit einem höheren Aufwand verbunden sind und zudem häufig durch strikte Zusatzanforderungen (bspw. zu installierende Leistung, Anzahl Ladepunkte pro Straßenzug, Farbgebung, Reporting) zusätzlich unattraktiv gestaltet werden.

Die zentrale Maßnahme zur weiteren Stärkung der Wettbewerbsintensität und Marktdiversifizierung ist aus Sicht des BDEW eine marktlich-wettbewerbliche Ausrichtung des Zugangs zu den Flächen der öffentlichen Hand. Dies sollte in der marktüblichen Form von langjährigen Nutzungsverträgen erfolgen. Dabei kann entweder die Nutzung geeigneter Standorte einzeln oder als Lose durch die öffentliche Hand ausgeschrieben werden. Auf technische Auflagen wie beispielsweise die Anzahl zu installierender Ladepunkte oder Ladeleistungen sollte dabei verzichtet werden, da dies den Wettbewerb um effiziente und kundenorientierte Lösungen einschränkt. Alternativ müssten Ladesäulenbetreiber für von ihnen identifizierte Standorte niedrigschwellig ein Nutzungsvertrag mit der öffentlichen Hand abschließen können. Dies kann insbesondere in kleineren Kommunen eine sinnvolle Alternative darstellen.

Die Flächen der öffentlichen Hand für den wettbewerblichen Ausbau des Ladeangebots stärker zu öffnen, gehört ebenso wie der Verzicht auf weitere staatliche Ladesäulen-Förderprogramme zu den Kernempfehlungen des BDEW für die nächste Legislaturperiode, um den privatwirtschaftlichen Ausbau des Ladeangebots und damit auch den Wettbewerb weiter zu

stärken. Die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und der Netzanschlüsse sowie praxisnähere Bestimmungen beim Eichrecht sind weitere Optimierungshebel für den Ausbau des Ladeangebots - vorausgesetzt, dass der Fahrzeughochlauf weiter voranschreitet.

*20. Welche Rolle spielen die kommunalen Gebietskörperschaften beim Zugang zu geeigneten Standorten für Ladesäulen sowie deren Vergabe an Betreiber? Haben Sie den Eindruck, dass Kommunen sich ausreichend um einen Standortwettbewerb bemühen? Haben Sie hierfür ein Positiv- bzw. Negativbeispiel?*

Es ist klar, dass der Ausbau des öffentlich zugänglichen Ladeangebots nicht allein auf privaten Flächen des Einzelhandels etc. erfolgen kann. Daher wird der Zugang zu geeigneten Flächen der öffentlichen Hand zunehmend wichtiger.

Wir sehen dabei bei den Kommunen einen leichten Trend hin zu einer Ausschreibung mehrerer Lose und Bezuschlagung mehrerer Ladesäulenbetreiber.

Ein absolutes Positivbeispiel aus Sicht des BDEW für eine wettbewerbsorientierte Flächenbereitstellung ohne technische Vorgaben, waren die Flächenannoncierungen von Baden-Württemberg über das FlächenTOOL des Bundes (s. Weitere Parkplatzflächen für mehr Ladepunkte: Baden-Württemberg.de). Das Beispiel zeigt, dass auch ein solches Vorgehen möglich ist. Allerdings stellt dies eine Ausnahme dar und entspricht nicht der Norm im Markt. Dennoch gab es in der Praxis auch beim Vorgehen von Baden-Württemberg Kritikpunkte – u. a. wurde ein First-Come-First-Serve-Prinzip angewendet und Flächen wurden über mehrere Monate von Erstinteressenten blockiert, bis diese ein erstes Konzept eingereicht hatten, welches dann vom Land Baden-Württemberg geprüft wurde. Zukünftig sollte es möglich sein, dass mehrere Wettbewerber über einen bestimmten Zeitraum ein Konzept einreichen können, die diskriminierungsfrei vom jeweiligen Bundesland geprüft werden. Dies könnte zudem die Effizienz des Verfahrens steigern.

Auf der Bundesebene dagegen hat trotz seit 2019 wiederholt erfolgter Zusagen der Bundesregierung bisher keine Flächenbereitstellung für einen wettbewerblichen Ausbau des Ladeangebots stattgefunden. Aus Sicht des BDEW muss der Bund in dieser Frage mit gutem Beispiel vorangehen und z. B. auch weitere Flächen entlang der Autobahn für den Ausbau der Ladeinfrastruktur zur Verfügung stellen. Zwar soll über die Ausschreibung des Bundes zur Lkw-Schnellladeinfrastruktur eine Flächenbereitstellung erfolgen; diese wird jedoch vom BDEW und seinen Mitgliedern stark kritisiert, da sie an sehr hohe Bedingungen geknüpft ist, die CPOs die Flächen nur für einen temporären Zeitraum nutzen können, die Ladesäulen in den Besitz des Bundes übergehen und die Ausschreibung zu massiven Wettbewerbsverzerrungen führen wird (siehe auch Antwort zu Frage 23).

Wir sehen auch, dass die Flächenbereitstellung für viele Kommunen ein Ressourcenthema ist, insbesondere wenn sie mit planerischen und inhaltlich-technischen Anforderungen verknüpft

wird. Aus diesem Grund plädiert der BDEW für Ausschreibungen, die sich lediglich auf das Nutzungsrecht der Flächen bezieht oder auf eine grundsätzliche Öffnung der Flächen dieser Kommunen für den Aufbau eines Ladeangebots.

*21. In welcher Weise beeinflusst die Angebotsdichte von Ladepunkten den Wettbewerb und die Preisgestaltung in städtischen versus ländlichen Gebieten? Wie könnten Anreize für private Investitionen in die Ladeinfrastruktur gestaltet werden, um eine ausgewogene regionale Verteilung von Ladestationen zu erreichen und gleichzeitig einen fairen Wettbewerb zu gewährleisten?*

Grundsätzlich gilt: Unter stabilen politischen Rahmenbedingungen, d.h. bei Beibehaltung der europäischen CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte, die einen stabilen Markthochlauf der Elektrofahrzeuge sicherstellen, ist der Anreiz für private Investitionen in den Ausbau des öffentlich zugänglichen Ladeangebots vorhanden. Der Wettbewerb um geeignete Standorte ist entsprechend groß.

Mit Blick auf die regionale Verteilung ist zum einen auf die schon dargelegte Kooperation zwischen Ladesäulenbetreibern und Betreibern privater, öffentlich zugänglicher Flächen, z. B. im Einzelhandel zu verweisen, die für einen flächendeckenden, bedarfsorientierten Ausbau des Ladeangebots und eine „Durchmischung“ bei den Ladesäulenbetreibern sorgt. Den Erfolg des privatwirtschaftlichen Ausbaus verdeutlicht beispielsweise auch, dass bereits heute rund 80 % der 900 regionalen Suchräume des „Deutschlandnetzes“ wettbewerblich bebaut wurden (Quelle: BDEW-Elektromobilitätsmonitor).

Zum zweiten ist bei der regionalen Verteilung zu berücksichtigen, dass der Ausbau wettbewerblich mit Blick auf den künftigen Elektromobilitätsmarkt erfolgt. Infolgedessen ist es so, dass die Angebotsdichte in der Regel deutlich höher ist als aktuell erforderlich. Dies drückt sich nicht nur in der – übrigens europaweiten – deutlichen Übererfüllung der europäischen AFIR-Ziele (vgl. Target tracker | European Alternative Fuels Observatory), sondern auch praktisch in der zeitgleichen Belegung der Ladesäulen aus. Diese liegt im Bundesschnitt bei 15 %, nur in einzelnen Städten bewegt sich um die 20 %, in einigen ländlichen Gebieten dagegen bei 3 %. Das bedeutet, dass insbesondere im ländlichen Raum in der Tendenz eine größere Überausstattung vorhanden ist als in den Städten, d. h. es gibt keine ländliche „Unterversorgung“.

In den städtischen Gebieten lässt sich dagegen gut beobachten, wie der Ausbau auf den privaten, öffentlich zugänglichen Flächen (bspw. auf Flächen des Einzelhandels) flächendeckend erfolgreich stattfindet, auf den Flächen der öffentlichen Hand dagegen entsprechend dem jeweiligen Vorgehen der Kommunen bei der Flächenbereitstellung jedoch noch schneller vorangehen könnte.

Kenntnisse bzgl. Unterschieden in der Preisgestaltung zwischen städtischen und ländlichen Gebieten liegen dem BDEW nicht vor. Mit Blick auf die Funktionsweise des Marktes – d.h. in vielen Fällen deutschlandweit agierenden CPO und EMP mit hoher Kundenreichweite – ist

grundsätzlich festzuhalten, dass bundesweit einheitliche Tarife, wie sie heute maßgeblich im Rahmen des vertragsbasierten Ladens angeboten werden, in der Kalkulation regionale Unterschiede in den Netznutzungsentgelten berücksichtigen. Das bedeutet, dass die Unterscheidung nach Stadt und Land nicht per se ausschlaggebend ist, sondern vielmehr der direkte Vergleich zwischen Regionen mit hohen Netzentgelten und Regionen mit niedrigeren Netzentgelten und die jeweils dort zu erwartende Auslastung. Eine künftige Zunahme regionaler Tarife mit entsprechender Preisspreizung ist daher nicht zwingend Ausdruck von mehr Wettbewerb, sondern muss differenzierter betrachtet werden. Der Anteil zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen ist bei einer wettbewerblichen Betrachtung wesentlicher Faktor.

Der beste Anreiz für private Ladesäulen-Investitionen bleibt der Zugang zu geeigneten Flächen, sowohl in ländlichen wie auch in städtischen Gebieten. Hinzu kommen die unter Frage 19 gelisteten Optimierungshebel: Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und der Netzanschlüsse und praxisnähere Bestimmungen beim Eichrecht. Voraussetzung ist das Vorschreiten des Fahrzeughochlaufs.

Staatliche Einflüsse auf das Marktgeschehen (z. B. durch Vorgaben bei der zu bauenden Anzahl, Vorgaben bei der Preisgestaltung oder dem Bezahl- und Abrechnungsmodell) sind jedoch erfahrungsgemäß nicht zielführend. Auch im Falle eines zeitweisen Stockens des Fahrzeughochlaufs sind staatliche Fördermaßnahmen wenig sinnvoll, da sie nur den Wettbewerbsdruck im Markt verstärken würden.

*22. Das System des punktuellen Ladens (Ad-hoc-Laden, Direct-Pay) direkt beim Betreiber einer Ladesäule (CPO) wird von den Ladekundinnen und -kunden heute noch weit weniger genutzt als das Laden über Ladekarten der Serviceprovider (EMP/EMSP). Was ist aus Ihrer Sicht der Grund dafür? Welche Möglichkeiten sehen Sie für den Gesetzgeber, das Ad-hoc-Laden sowohl für CPOs als auch für Kundinnen und Kunden attraktiver zu gestalten? Wie beurteilen Sie die Umsetzung der Transparenzvorgaben aus 18 AFIR und sehen Sie diese als wirksamer oder weniger wirksam an als die Einführung einer Markttransparenzstelle?*

Es ist aus Sicht des BDEW richtig, dass die Europäische Union Ad-hoc-Laden europaweit einheitlich als Mindestlösung für den Betrieb von Ladesäulen vorgibt; im gewissen Sinne ist es eine „regulatorische Back up-Lösung“. Dadurch ist eine vollständige Durchgängigkeit des Ladeangebots in Europa unabhängig von den genutzten Ladetarifen sichergestellt. Grundsätzlich sollten keine Rahmenbedingungen geschaffen werden, die einzelne Zahlungsmethoden gegenüber anderen bevorzugen.

Vertragsbasiertes Laden kann dagegen andere Mehrwerte aufweisen wie beispielsweise

- › eine hohe, i. d. R. mehrere CPO umfassende Reichweite des Ladetarifs von teilweise deutlich über 90 % der deutschen Ladepunkte und in vielen Fällen auch im europäischen Ausland,
- › einen vereinbarten AC- / DC-Ladetarif, der für die Nutzerinnen und Nutzer für Preistransparenz und Planbarkeit bei den Ladekosten sorgt; zum Vergleich: Tankstellenpreise werden gemäß Bundeskartellamt / MTS durchschnittlich 18-mal am Tag geändert,
- › appbasierte Services bspw. zur Routenplanung, Verfügbarkeit von Ladesäulen etc.,
- › Möglichkeit des deutlich sichereren & seamless / automatisierten Ladens ohne RFID-Karte oder App via ISO15118 (Plug&Charge),
- › Künftige Angebote und Services im Bereich Smart Charging im öffentlichen Bereich (oder auch am Arbeitsplatz) für Nutzer nur mit einem vertragsbasierenden System möglich.

Außerdem besteht beim vertragsbasierten Laden die Möglichkeit, dass die Kundinnen und Kunden an der jeweiligen Ladesäule (appbasiert) ihren besten Ladetarif auswählen können.

Im heutigen Markt können die Kundinnen und Kunden frei entscheiden, welche Vertragsart und damit verbundene Bezahlart für sie die jeweils beste Option ist, und die Unternehmen entwickeln die Optionen im Wettbewerb um die Kundinnen und Kunden weiter. Der BDEW vertritt daher die Ansicht, dass es nicht die Aufgabe des Gesetzgebers ist, Bezahlarten regulatorisch besser oder schlechter zu stellen. Der Kunde wählt heute wie auch in Zukunft die Vertragsart (und nicht die Bezahlart), die ihm in Summe die meisten Vorteile bringt. Zudem hat die Europäische Union mit der AFIR einen klaren europäischen Rahmen für die Bezahlarten im Europäischen Binnenmarkt erlassen. Erneute Änderungen an diesem Rahmen oder deutsche Sonderlösungen wären kontraproduktiv für die Marktentwicklung und die getätigten Investitionen.

Mit Blick auf die Transparenzvorgaben der AFIR (u. a. Art. 5) bedauert der BDEW, dass die AFIR-Vorgaben noch nicht umgesetzt sind, da die deutsche Diskussion über die Ladepreise u. E. weitgehend sachstandsbehaftet erfolgt. Eine Markttransparenzstelle wäre dabei insofern hilfreich, da auf diese Weise für Aufklärung gesorgt werden könnte, dass Laden an öffentlichen Ladepunkten entgegen der medial verbreiteten Wahrnehmung weniger kostenintensiv ist. Allerdings bevorzugen die BDEW-Mitglieder aufgrund ihres europaweiten Geschäftsmodells auch eine europäisch einheitliche Lösung.

Außerdem möchte der BDEW hinsichtlich der vom Bundeskartellamt geäußerten Bedenken einer Markttransparenzstelle für Ad-hoc-Ladetarife darauf hinweisen, dass im Bereich der Ladetarife die Preise deutlich stabiler sind als im Tankstellengeschäft und dass die Preise i.d.R. für alle jeweils betriebenen Ladesäulen gelten und nicht nur für einzelne Standorte. Das

bedeutet, dass es sich um deutlich weniger Preisbewegungen als bei den Tankstellen handelt. Hinzu kommt, dass Ad-hoc-Laden wie beschrieben eher die Back-up-Lösung und nicht die in der Regel genutzte Bezahlart darstellt.

Außerdem möchte der BDEW betonen, dass das Bundeskartellamt aus unserer Sicht seine Rolle als Marktaufsichtsbehörde mit großem Ernst wahrnimmt, wie das aktuelle Sektorgutachten zeigt, und im Falle von Verdachtsfällen in den Markt eingreifen wird.

*23. In den vergangenen Monaten wurden Vergabeverfahren zum Aufbau eines LKW-Schnellladenetzes entlang von Bundesautobahnen auf den Weg gebracht. Wie bewerten Sie diese Ausschreibungsverfahren? Wo sehen Sie wettbewerbsrelevante Unterschiede zwischen dem Ladesäulenmarkt für PKW und dem Ladesäulenmarkt für LKW? Welche Erfahrungen haben Sie mit den Ausschreibungsverfahren für PKW-Ladesäulen gesammelt, die im Hinblick auf künftige Ausschreibungsverfahren für LKW-Ladesäulen berücksichtigt werden sollten?*

Die laufende Ausschreibung des Bundesverkehrsministeriums für den Aufbau von E-Lkw-Ladehubs entlang der Bundesautobahn ist insofern zwingend erforderlich, als dass die Bundesrepublik Deutschland entlang der Bundesautobahnen Flächenmonopolistin ist.

Aus Sicht des BDEW muss die Ausschreibung sicherstellen, dass

- › die Ladesäulen schnell errichtet werden können,
- › keine Wettbewerbsverzerrungen durch monopolartige Strukturen entstehen und
- › Ladeservices im Einklang mit dem europäischen Markt innovativ weiterentwickelt werden können.

Anhand der in der Ausschreibung veröffentlichten Vertragsdetails wird jedoch deutlich, dass die Bundesregierung mit der Ausschreibung eine massive Wettbewerbsverzerrung verursachen wird und die deutschen Autobahnstandorte von der europäischen Marktentwicklung abkoppelt.

Das Hauptproblem der Ausschreibung ist das Vergütungs- und Abrechnungsmodell, das vom klassischen Marktmodell des Ladesäulenbetreibers abweicht. Die staatlichen Standorte werden dabei von der Kosten- und Erlösstruktur her signifikant bevorteilt, beispielsweise indem die erforderlichen Errichtungskosten bereits unmittelbar nach Abnahme des Standorts durch den Bund zu 50 % beglichen werden und der Rest quartalsweise über acht Jahre gezahlt wird. Ein Ladesäulenbetreiber muss dagegen seine CAPEX mit vollem Betriebsrisiko über die Auslastung des Standorts im Lauf der Lebensdauer der Investition zurückverdienen.

Hinzu kommen inhaltlich unklare Neuerungen wie das Infrastrukturentgelt, bei dem höchst unklar ist, wie es sachgerecht ausgestaltet werden kann, sowie die Auflage für ein zusätzliches



drittes Bezahlmodell, dem sog. „Durchleitungsmodell“, das sich in Deutschland noch im händischen Pilotstadium befindet, neben den europäisch vorgegeben und bereits im Massenmarkt vollautomatisiert etablierten Varianten. Die Begründung, ein weiteres Bezahlmodell würde den Wettbewerb stärken und Laden günstiger machen, teilt der BDEW explizit nicht. Zudem kam auch das Bundeskartellamt in seiner Sektoruntersuchung von 2024 zu dem Schluss, dass kein Anlass besteht, einen staatlich regulierten Durchleitungsanspruch (d. h. ein über das NZR-E-Mob-Modell hinausgehender Anspruch analog dem heutigen Lieferantenwechsel im Strom- und Gasmarkt) einzuführen und sprach sich ausdrücklich dagegen aus. Diese auf dem E-Pkw-Markt bezogene Aussage teilt der BDEW explizit auch für den E-Lkw-Markt.

Insgesamt handelt es sich um zu detaillierte Vorgaben zum Betrieb von Ladestationen ggü. CPOs (z. B. Umgang mit Reservierungen, technische Schnittstellen) im Sinne einer „one-size-fits-all“-Lösung. CPOs sollten den Betrieb gemäß der Standortbedingungen selbst bestimmen dürfen. Zudem birgt das vorgesehene Modell die Gefahr einer deutschen Sonderlösung, was gegen die Idee eines europäisch interoperablen Ladenetzes für E-Lkw spricht.

Grundsätzlich erschließt sich dem BDEW nicht, warum der Staat eigene Ladestandorte errichten muss, wenn dies der Markt auch täte. Der Markt reagiert bereits und beginnt schon heute mit dem Ausbau entlang von Autobahnen, wobei die Ausschreibung schon jetzt massiv hinter dem eigenen Zeitplan zurückhängt.

Zudem ist unklar, was mit den staatlichen Standorten nach Ablauf der Betriebsvereinbarung passieren soll. CPOs können im Rahmen der Ausschreibung nicht ihrem üblichen und bereits skalierten Geschäftsmodell, nämlich dem langfristigen Betrieb von selbst errichteter Ladeinfrastruktur auf Flächen, nachgehen, da die Standorte nach den acht Jahren Vertragslaufzeit (sowie einseitige Verlängerungsoption für vier Jahre durch den Auftraggeber) wieder abgegeben werden müssen.

Das Ausschreibungsdesign widerspricht aus Sicht des BDEW daher einem schnellen, wettbewerbskonformen, privatwirtschaftlichen und in den europäischen Markt eingebetteten Ladesäulenausbau. Der BDEW empfiehlt deshalb dringend die Ausschreibung auf ein marktwirtschaftliches Design umzustellen, in dem die Flächen in Lose gebündelt werden und ihre Flächennutzung ausgeschrieben wird, für die eine Pacht erhoben wird. Die derzeit vorgesehene Vollförderung über mehrere Jahre würde nur zu Marktverzerrungen führen.

Die Erfahrungen im Pkw-Bereich, insbesondere auch mit dem langsamen Hochlauf des „Deutschlandnetzes“ zeigen, dass der Markt das Ladeangebot deutlich schneller, flächendeckend, kundenorientierter und innovativer ausbaut als staatliche Programme.

*24. Wie beurteilen Sie die Effektivität der gegenwärtigen Marktaufsicht durch das Bundeskartellamt im Bereich der Ladeinfrastruktur? Gibt es spezifische Bereiche oder Praktiken, die Ihrer Meinung nach stärker ins Visier genommen werden sollten?*

Die Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts hat aus Sicht des BDEW wichtige Punkte zur Optimierung des wettbewerblichen Ausbaus benannt. Dazu gehört insbesondere die Bedeutung eines transparenten und diskriminierungsfreien Verfahrens zur Freigabe öffentlicher Flächen.

Der BDEW nimmt allerdings auch wahr, dass trotz der Analyse des Bundeskartellamts einige Stakeholder nicht wettbewerbskonforme Preise beklagen. Aus Sicht des BDEW kann dies jedoch nicht als Begründung für die Einführung des seitens des Bundeskartellamts und der Monopolkommission verworfenen „Durchleitungsmodells“ im E-Lkw-Bereich verwendet werden. Hier wäre es aus Sicht des BDEW deshalb begrüßenswert, wenn seitens des Bundeskartellamts eine klarere Kommunikation und eine klarere Einordnung stattfinden würde. Das Bundeskartellamt verfügt u.W. über das nötige Rüstzeug, im Falle von privatwirtschaftlicher Wettbewerbsverzerrung entsprechend einzugreifen.

*25. Könnten wettbewerbliche Probleme aus der vertikalen Integration von Ladesäulenbetreibern (CPOs) und Anbietern von E-Mobilitätsdienstleistungen (EMPs) entstehen? Falls ja, wie könnten diese effektiv adressiert werden?*

Der BDEW möchte an dieser Stelle darauf hinweisen, dass die Fokussierung auf einen Wettbewerbsaspekt wie in der gestellten Frage, das Bild verkürzt und ausblendet, dass sich der deutsche Markt durch eine hohe Vielfalt an Marktteilnehmern unterschiedlichster Natur auszeichnet, deren Wettbewerbsvorteile entsprechend vielfältig sind. Dieses ist eine zentrale Stärke der deutschen Ladebranche und ermöglicht ihre hohe Dynamik und Innovationskraft. Dies belegt die Vielzahl unterschiedlichster Anbieter, die wiederholten Markteintritte neuer Unternehmen und die Entwicklung neuer Lösungen (z. B. Schnellladen, Plug&Charge, Wechselstationen). Neue Produkte und Dienstleistungen können in Deutschland erfolgreich platziert und neue Marktpositionen aufgebaut werden, wenn sie die Kundinnen und Kunden überzeugen. Dies ist aus Sicht des BDEW das klarste Zeichen für den gut funktionierenden Wettbewerb im deutschen Lademarkt.

Des Weiteren gilt wie oben dargelegt, dass das Bundeskartellamt u. W. über das nötige Rüstzeug verfügt, um im Falle von privatwirtschaftlicher Wettbewerbsverzerrung einzugreifen.

## V. Wasserstoff- und Gasinfrastruktur

26. *Die noch umzusetzende Gas- und Wasserstoffbinnenmarktrichtlinie (EU) 2024/1788 sieht die Einführung einer an den Gasnetzen angelehnten Regulierung für Wasserstoffnetze vor. Halten Sie einen solchen regulierungsrechtlichen Ansatz für angemessen? Wäre angesichts der erst noch aufzubauenden Wasserstoffinfrastruktur auch ein dynamischerer Regulierungsansatz denkbar, der sich an der tatsächlichen Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf den Wasserstoffmärkten orientiert?*

Eine frühzeitige Standardisierung auf Grundlage einheitlicher Regulierungsvorgaben ist wichtig, um die notwendige Planungs- und Rechtssicherheit zu geben. Dies kann sich positiv auf die Effizienz auswirken und unnötige Kosten vermeiden. Klarheit in den regulatorischen Rahmenbedingungen ist zudem entscheidend, um Investitionssicherheit zu schaffen. Gleichzeitig ist für den sich im Hochlauf befindlichen Markt erforderlich, dass es sich dabei um ein lernendes System handelt, das an die sich ändernden Rahmenbedingungen angepasst werden kann. Dafür ist eine regelmäßige Evaluierung des Systems und eine gewisse Flexibilität erforderlich. Es ist außerdem abzuwägen, welche Rahmenbedingungen direkt zu Beginn notwendig sind und welche Regeln im Zeitverlauf ergänzt werden können. Unter diesen Prämissen ist ein dynamischerer Ansatz denkbar: Mit klaren Leitlinien von Anfang an und einer agilen Entwicklung im Sinne einer kontinuierlichen Evaluierung, Ergänzung und Optimierung.

27. *Wie kann die Entscheidung über die Zukunft von Gasverteilnetzen (Weiternutzung, Stilllegung, Umbau zu Wasserstoffverteilnetzen) sachgerecht getroffen werden? Welche Kriterien sollten bei dieser Entscheidung zugrunde gelegt werden?*

Entscheidend ist hierbei insbesondere die zeitnahe Umsetzung von Vorschriften des Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets, die eine planbare Transformation der Gasverteilnetze erst ermöglichen. Dabei handelt es sich um Vorgaben aus den Artikeln 56 und 57 der überarbeiteten Richtlinie, die eine (integrierte) Planung der Gas- und Wasserstoffverteilnetzebenen vorsehen. Diese Planung ist die wesentliche Grundlage für weitere Transformationsschritte. Auf ihr beruhen auch mögliche Anpassungen der derzeit sehr strengen Anschluss- und Zugangsverpflichtungen für Gasnetzbetreiber, die derzeit weiterhin verpflichtet sind, Anschlüsse zu gewähren, ihr Netz auszubauen und (konzessionsvertragliche) Investitionsverpflichtungen zu erfüllen. Der Rechtsrahmen muss sowohl für eine Umstellung auf Wasserstoff als auch eine etwaige Stilllegung des Verteilnetzes dringend weiterentwickelt werden. Dazu gehört die Vermeidung anlasslosen Rückbaus und Regelungen für den Umgang mit Gasnetzen, für die sich im Konzessionswettbewerb keine Bewerber mehr finden. Entscheidend ist dabei, dass solange erforderlich, weiterhin der wirtschaftliche Betrieb von Gasverteilnetzen durch einen entsprechenden Rechts- und Regulierungsrahmen sichergestellt ist. Nur so lässt sich die sichere Versorgung mit

Gas – solange wie nötig – aufrechterhalten und gleichzeitig die Entscheidung über eine volkswirtschaftlich sinnvolle zukünftige Nutzung der Infrastruktur mit Wasserstoff auf einen Zeitpunkt schieben, indem die entsprechenden Rahmenbedingungen eine faktenbasierte Entscheidung darüber zulassen.

*28. Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird auf allen Ebenen (u. a. Produktion, Import, Nutzung) durch öffentliche Mittel unterstützt. Werden dabei ihrer Ansicht nach wettbewerbliche Belange ausreichend berücksichtigt oder kommt es durch die Subventionen zu Marktverzerrungen?*

Das Zielbild für die Wasserstoffwirtschaft der Zukunft ist ein funktionierender Handelsmarkt, der geprägt ist durch einen diskriminierungsfreien Zugang und Wettbewerb sowie Transparenz. Wir befinden uns aktuell jedoch noch in der Initial- bzw. Aufbauphase des Wasserstoffmarktes. In diesem Stand des Hochlaufes ist ein Miteinander von staatlichen Maßnahmen und Marktgeschehen unabdingbar, das Zusammenspiel wird sich im Verlauf des Hochlaufs dynamisch entwickeln müssen. Dies bedeutet, dass es durch die Unterstützung von öffentlichen Mitteln zu keinen Marktverzerrungen kommt, da diese zum Anreiz des gesamten Marktes genutzt werden und somit die gesamte Wertschöpfungskette unterstützen.

Vielmehr fehlt es an einigen Stellen der Wertschöpfungskette an Mechanismen, um den Hochlauf ganzheitlich anzureizen und somit zu einem funktionierenden Handelsmarkt zu gelangen. Beispielhaft zu nennen sind hier die staatliche Unterstützung des Aufbaus von Wasserstoffspeicherinfrastruktur sowie die Absicherung von Midstreamern, also den Unternehmen, die Handels- und Vertriebsketten zwischen Produktion (upstream) und Nutzung (downstream) organisieren.

## **Ansprechpartner**

Thomas Herkner  
Abteilung Volkswirtschaft  
Geschäftsbereich Strategie und Politik  
Telefon: +49 30 300 199-1610  
thomas.herkner@bdew.de