

Fragebogen der Monopolkommission

Energiesondergutachten gem. § 62 EnWG

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?*

Die Strompreisentwicklung darf die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Deutschland nicht gefährden. Ebenso müssen Strompreise sozialverträglich und für private Endkunden bezahlbar sein.

Dafür sind u.a. folgende Entwicklungen erforderlich:

- Dämpfung der Netzentgeltsteigerungen, insbesondere im Übertragungsnetz;
 - Erhalt einer Strompreiszone in Deutschland;
 - Netzausbau zum Abbau von Netzengpässen;
 - Netzdienlicher Ausbau von Erzeugungsanlagen sowie Nutzung flexibler / abschaltbarer Verbraucher;
 - Wirtschaftlich verträgliche Preisentwicklung im CO₂-Handel;
 - Vermeidung weiterer zusätzlicher Kostenbelastungen in der Kundenbelieferung, z. B. aus einem dezentralen Kapazitätsmarkt.
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?*

Uns liegen dazu keine Ansatzpunkte vor.

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?

Für eine Bewertung der langfristigen Versorgungssicherheit müssen die künftigen erwarteten Preise und Preisspitzen, die weitere Entwicklung des Kraftwerksparks und mögliche externe Effekte berücksichtigt werden. Durch den zunehmenden Ausbau und die Integration von erneuerbaren Energien in Folge der Klima- und Energiekrise sind künftig starke Variabilitäten, niedrige Residuallasten, Prognoseunsicherheiten, Technologievielfalt, eine zunehmende räumliche Verteilung, vermehrte Netzengpässe, Knappheitssituationen sowie hohe Gradienten der Einspeisung zu erwarten. Die langfristige Versorgungssicherheit kann vor diesem Hintergrund wahrscheinlich nur zu hohen Kosten für Verbraucher und Unternehmen sichergestellt werden, da der vermehrte Einsatz von teuren Spitzenlastkraftwerken, vermehrte Redispatcheinsätze, höhere Regel- und Ausgleichsenergiebedarfe, steigende Risikoprämien auf den Terminmärkten sowie die teure Vorhaltung von Reservekapazitäten, etc. die Stromkosten ansteigen lassen.

Die künftige Versorgungssicherheit sollte grundsätzlich über Marktmechanismen und eine Modifizierung der bestehenden Kapazitätsreserve sichergestellt werden. Hierfür sind Erweiterungen des aktuellen Marktdesigns mit Anreizen zu systemdienlichen Fahrweisen, Schaffung eines effizienten Flexibilitätsniveaus sowie eine stärkere Marktintegration der erneuerbaren Energien und Anreize für bestehende Erneuerbare-Energien-Anlagen für eine flexiblere Fahrweise erforderlich. Hinsichtlich potenzieller Versorgungslücken und dem Bedarf an regelbaren Kapazitäten sollten deshalb bei Regel- und Reservemechanismen die Integration von Speicher- und Wandlungstechnologien verbessert werden. Zukünftige Anreizsysteme sollten sich generell auf flexible und dezentrale Lösungen fokussieren, die erneuerbare Energien bevorzugen und mit der Erzeugung von Wärme/Kälte verbunden sind. Netzbetreiber sollten hierbei durch transparentere Informationen besser integriert werden, sodass erneuerbare Erzeugungsanlagen unter besserer Berücksichtigung der Netzanschlusskapazitäten ausgebaut und Möglichkeiten zu einem Handel zwischen den Marktteilnehmern nahe der „Echtzeit“ geschaffen werden.

Änderungen und Erweiterungen des gegenwärtigen Marktdesigns sollten zunächst darauf abzielen, Hemmnisse für die künftige Funktionsfähigkeit des Marktes abzubauen und eine hohe Versorgungssicherheit, günstige Energiepreise und effiziente Investitionsanreize zu erreichen. Nur wenn dies nicht über eine Anpassung des aktuellen Marktdesigns und die Ausnutzung/Ausweitung der Marktkopplung und Marktmechanismen auf EU-Ebene möglich ist, sollten weitere ergänzende Maßnahmen, wie die Schaffung zusätzlicher Märkte für die Vorhaltung von Kapazität, herangezogen werden.

Hinsichtlich der vom BMWK vorgeschlagenen Optionen für einen Kapazitätsmarkt ergeben sich aus unserer Sicht für alle Varianten verschiedene Risiken zum Umsetzungsaufwand, der Auswirkungen auf die Terminmärkte, der Entstehung von Überkapazitäten und Preisverzerrungen sowie Risiken der Auswirkung auf die Endkundenpreise. Die Verhinderung von sehr hohen Preisspitzen durch zu knappe flexible Kraftwerkskapazitäten sollte nicht durch die entstehenden Regulierungs- und Zusatzkosten für alle Marktakteure überkompensiert werden.

Vergleich der Optionen für einen Kapazitätsmarkt

1. Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging	2. Dezentraler Kapazitätsmarkt	3. Zentraler Kapazitätsmarkt	4. Kombiniertes Kapazitätsmarkt
Verpflichtet: Versorger/BKV	Verpflichtet: zentrale Stelle, + Versorger/BKV	Verpflichtet: zentrale Stelle, ÜNB/BNetzA	Verpflichtet: zentrale Stelle, ÜNB/BNetzA + Versorger/BKV
Mechanismus: Absicherungsprodukt für Strombedarf im Terminmarkt	Mechanismus: Spitzenlastreduktion + Leistungsabsicherung durch Zertifikate	Mechanismus: Ausschreibung & Auktion	Mechanismus: Ausschreibung & Auktion + Spitzenlastreduktion + Leistungsabsicherung durch Zertifikate
Kostenwälzung: Beschaffungskosten	Kostenwälzung: Beschaffungskosten	Kostenwälzung: neue Umlage	Kostenwälzung: neue Umlage + Beschaffungskosten
Risiko: <ul style="list-style-type: none"> › Absicherungstatbestand unklar › Laufzeiten der Endkundenprodukte vs. Laufzeiten für Refinanzierung der steuerbaren Kapazitäten › Umsetzung in den Preiskalkulationen und Bewertung des Anteils eines Kunden an der Entstehung der Absicherungsbedarfe 	Risiko: <ul style="list-style-type: none"> › Absicherungstatbestand unklar › Auswirkungen auf die Terminmärkte je nach Ausgestaltung möglich › Komplexe kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht › Umsetzung in den Preiskalkulationen und Bewertung des Anteils eines Kunden an der Entstehung der Absicherungsbedarfe › Unklare Dimensionierungen und Wechselwirkungen › Höchster Umsetzungsaufwand aus Sicht der Energieversorger 	Risiko: <ul style="list-style-type: none"> › Entstehen von Überkapazitäten und Preisverzerrungen am höchsten › Marktmachtprobleme wahrscheinlich › Komplexe kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht › Entstehung von Pfadabhängigkeiten › Beteiligungsmöglichkeiten mittlerer/ kleinerer Anlagen unwahrscheinlich Vorteil: <ul style="list-style-type: none"> › Aus Sicht der Energieversorger einfache Umsetzung → weniger Risiken hinsichtlich Preiskalkulation im Commodity-Bereich, etc. 	Risiko: <ul style="list-style-type: none"> › Entstehen von Überkapazitäten und Preisverzerrungen › Marktmachtprobleme wahrscheinlich › Entstehung von Pfadabhängigkeiten › Unklare Dimensionierungen und Wechselwirkungen › Hohe Umsetzungskosten und Endkundenpreise erwartbar › Auswirkungen auf die Terminmärkte je nach Ausgestaltung möglich

Aus Sicht eines Energieversorgers sollte die Förderung eines bedarfsorientierten und netzdienlichen Ausbaus von Erzeugungsanlagen bzw. Flexibilitäten über einen effizienten zentralen Kapazitätsmarkt erfolgen.

Ein dezentraler Kapazitätsmarkt (oder eine Mischform) ist aus unserer Sicht zu aufwändig und komplex in der Gestaltung. Dies würde zu langen Umsetzungszeiträumen und hohen vermeidbaren Kosten führen:

- Hoher Umsetzungsaufwand und Risiken auf Seite der Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen. Die Mehrkosten müssten an die Kunden weitergegeben werden;
- Hoher Umsetzungs- und Verwaltungsaufwand bei der Gestehung der Zertifikate und Umsetzung eines Marktes;
- Komplexität in der Parametrierung des Systems (Berechnung und Höhe der Abgabepflicht, Anforderungen an die Generierung von Zertifikaten) zu einer funktionsfähigen Struktur aus Angebot und Nachfrage. Hohes Risiko von Preisverwerfungen und Fehlansätzen;

- Zeitliche Differenz zwischen Bedarf an gesicherter Förderung für Neuanlagen und liquidem Handel bzw. Bedarf der Kapazitätssertifikate.

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?*

Antwort:

Netzentgelte sollten an Netzdienlichkeit orientiert sein. So können sie dazu beitragen, den Netzausbau und dessen Kosten (und damit die Netzentgelte) zu begrenzen und diese Kosten fair(er) zu verteilen. Das Bandlastprivileg ist nicht mehr zeitgemäß und die aktuellen Reformen der BNetzA sind grundsätzlich positiv zu bewerten. Die Regelungen nach § 14a EnWG sind ein Schritt in die richtige Richtung. Auch Baukostenzuschüsse können dazu beitragen, überhöhte Kapazitätsanfragen zu vermeiden und Kosten in Richtung der Kostenverursacher umzuverteilen.

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 das aus Ihrer Sicht wichtigste Argument, das für bzw. gegen eine solche Aufteilung spricht?*

Es sollte eine Strompreiszone in Deutschland erhalten bleiben. Eine Aufteilung würde neben Preisungleichheiten zu zusätzlichen Abwicklungsaufwänden (z. B. zusätzliche Bilanzkreise, Anstieg der Komplexität der Marktkommunikation, differenzierte Großhandelsprodukte, Kapazitätsmanagement, Koppelstellen) und einer Verringerung der Liquidität am Großhandelsmarkt führen. Zusätzliche Abwicklungsaufwände und Risiken würden die Endkundenpreise erhöhen.

Netzengpässe sollten stattdessen durch Netzausbau sowie Förderung eines netzdienlichen Erzeugungsausbaus und Nutzung von Flexibilitäten im Verbrauch verringert werden. Ebenfalls sollten Speicherprojekte netzdienlich organisiert werden. Die Vorschläge der BNetzA über netzdienliche Baukostenzuschüsse können dabei ein geeignetes Mittel zur Steuerung der Netzdienlichkeit sein.

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?

Beim Nodal-Pricing erfolgt die Steuerung der Netzbelastung bis zum Echtzeitbetrieb über Preisanreize. Da nachgelagerte Eingriffe nicht vorgesehen sind, ist die Wirksamkeit verzerrungsfreier Preissignale für einen sicheren Systembetrieb entscheidend. Jeder Eingriff in die Preissystematik, wie durch eine Marktprämie bei erneuerbaren Erzeugungsanlagen, durch die diese nicht mehr auf die Knotenpreise reagieren müssten, führt perspektivisch zu einer Überlastung der Netze, und damit zu einer Gefährdung der Systemsicherheit. Auch beim Engpassmanagement wäre beim Nodal-Pricing eine technologiebezogene Differenzierung der Anlagen nur schwer möglich, da eine nachrangige Abregelung von bestimmten Anlagen nicht umsetzbar ist. Zudem entfällt durch die knotenscharfe Bilanzierung die Möglichkeit eines Bilanzausgleichs, sodass Prognoseungenauigkeiten (z.B. hinsichtlich des Wetters) unmittelbar auf die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durchschlagen.

Ziel eines sich weiterentwickelnden Strommarktes sollte es sein, einfache und praktikable Lösungen zu finden. Wir sehen, dass Komplexität zu Verzögerungen und zu Kostensteigerungen führt. Die nodale Preisbildung aus den beschriebenen Regionen halten wir für Europa nicht sinnvoll. Wir gehen davon aus, dass die Versorgungssicherheit in Kalifornien, Texas und Australien bei Weitem nicht auf dem Niveau ist, wie in Europa.

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?*

Antwort:

Smart Metering ist prinzipiell ein vielversprechendes Instrument zur effizienteren Steuerung von Netzkapazitäten. Die Kosteneffizienz hängt jedoch maßgeblich von den Systemkosten ab. Bislang waren die gesetzlich festgelegten Preisobergrenzen für grundzuständige Messstellenbetreiber nicht auskömmlich, um die Rollout-Kosten zu decken (siehe Digitalisierungsbericht des BMWK 2024 nach § 48 MsbG, S. 39 f.)¹.

Ob das novellierte Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) dieses Problem lösen wird, bleibt abzuwarten. Fest steht, dass höhere Kosten auf Anschlussnutzer und Anlagenbetreiber zukommen

¹ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/digitalisierungsbericht-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=10

werden, insbesondere für Kunden mit mehreren Pflichteinbaufällen wie "Prosumer". Dies könnte zu weiteren Akzeptanzproblemen führen. Auch Netzbetreiber werden durch die Übernahme eines Anteils der Preisobergrenze mit steigenden Kosten konfrontiert. Daher erscheint ein flächendeckender Einsatz von Smart Metern weder effektiv noch effizient zu sein. Vielmehr sollte zu diesem Zweck auf Gebiete fokussiert werden, in denen Netzkapazitäten engpassbehaftet sein könnten.

Neben den Kostenherausforderungen existieren weitere Hindernisse für einen verstärkten Smart-Meter-Ausbau:

- Kontinuierliche Anpassung und Erhöhung der Anforderungen an Datensicherheit, Datenschutz, Funktionsumfang;
- Hoher technischer und prozessualer Komplexitätsgrad (insb. Kommunikationsstrecken von und zum Gateway);
- Fehlende rechtliche Verlässlichkeit (kontinuierliche Anpassungen des Rechtsrahmens);
- Spezifische technische Anforderungen für den (allein) deutschen Markt führen zu einem begrenzten Angebot (einige Hersteller haben sich bereits zurückgezogen);
- Der deutsche Sonderweg der dritten Marktrolle des Messstellenbetreibers führt zu weiterer (Prozess-) Komplexität;
- Einbaufälle in Bestandsliegenschaften führen z.T. zu erheblichen Problemen (elektrische Anlage/Zählerplatz muss vor Einbau ertüchtigt werden, was im Einzelfall sehr hohe Kosten verursachen kann);
- Veraltete Kundenanlagen machen Einbau schwierig;
- Akzeptanz in der Bevölkerung ist gering.

Der Gesetzgeber hat auf diese Herausforderungen reagiert, indem er in der jüngsten MsbG-Novelle die Rolle des "Auffangmessstellenbetreibers" gestärkt hat. Dieser tritt an die Stelle des grundzuständigen Messstellenbetreibers, wenn dieser seine Tätigkeit einstellt. Der Auffangmessstellenbetreiber erhält zusätzliche finanzielle Mittel, die über einen bundesweiten Mechanismus solidarisiert werden können. Diese Entwicklung ebnet den Weg für eine mögliche Zentralisierung und Monopolisierung des Messstellenbetriebs. Es bleibt fraglich, ob dies eine angemessene Lösung für die erheblichen Herausforderungen des deutschen Smart-Meter-Ansatzes darstellt.

Der größte Vorteil einer flächendeckenden Nutzung von Smart Metern liegt in der kontinuierlichen Erfassung von Netzzuständen und Zählerständen. Durch diese fortlaufende Überwachung können Belastungen in den verschiedenen Netzgebieten frühzeitig erkannt werden, was

eine proaktive Steuerung und Optimierung der Energieverteilung ermöglicht. Die digitale Direktschnittstelle, die Smart Meter bieten, eröffnet zudem die Möglichkeit, gezielt in den Energiefluss einzugreifen und Anpassungen vorzunehmen, um Engpässe zu vermeiden oder die Effizienz zu steigern. Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist die Schaffung eines einheitlichen Standards, der die Integration unterschiedlicher Systeme und Anbieter erleichtert und somit den Wettbewerb fördert.

Die Kosten für den Ausbau einer flächendeckenden Nutzung von Smart Metern sollten auf alle Netznutzer verteilt werden, einschließlich Einspeiser und Mieterstromnutzer. Diese Verteilung berücksichtigt, dass alle Akteure vom Netz profitieren. Alle Verbraucher, die am Stromnetz angeschlossen sind, sollten einen Anteil der Kosten tragen, da sie von den Vorteilen der Smart Meter-Infrastruktur profitieren. Erzeuger erneuerbarer Energien und andere Einspeiser sollten ebenfalls zur Kostendeckung beitragen, da sie das Netz zur Einspeisung und als Puffer nutzen. Obwohl Mieterstromnutzer lokal Strom erzeugen und verbrauchen, nutzen sie das Netz als Backup und Puffer. Daher sollten sie anteilig an den Kosten beteiligt werden. Energieversorger profitieren von Effizienzsteigerungen und sollten einen Teil der Kosten übernehmen. Netzbetreiber, die von verbesserten Netzdaten und -steuerung profitieren, sollten ebenfalls einen Anteil tragen.

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)?*
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 einen Beitrag zur Vermeidung einer Überlastung der Stromnetze leisten? Sollte dieser Ansatz auch für andere Abnehmer - ggf. verpflichtend - eingeführt werden?*

Antwort:

Die Einführung zeitvariabler Netzentgelte ist perspektivisch sinnvoll und kann dazu beitragen, die Netze effizienter unter Berücksichtigung der Flexibilität der Nachfrageseite zu nutzen. Eine Ausweitung zeitvariabler Tarife auf andere Abnehmer erscheint dann sinnvoll, wenn diese flexibel reagieren können.

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?*

Antwort:

Die Einführung einer G-Komponente, die eine netzdienliche Standortwahl für Erzeugungs- und Speicherprojekte anreizt, könnte zu einer gerechteren Verteilung der Netzkosten beitragen. Diese Maßnahme gewinnt angesichts der prognostizierten starken Zunahme von Photovoltaik-Anlagen im Niederspannungsbereich und der damit einhergehenden Verteilungseffekte zunehmend an Bedeutung. Eine regional differenzierte Ausgestaltung erscheint dabei zweckmäßig, um die regionalen Unterschiede in der Netzverfügbarkeit sowie den möglicherweise erforderlichen Netzausbau adäquat zu berücksichtigen.

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

Antwort:

Baukostenzuschüsse (BKZ) für Speicher sind erforderlich, da sie helfen können, die Kapazitätsanforderungen gezielt zu steuern und die Netzkosten gerechter zu verteilen. Dabei sollten die Baukostenzuschüsse die Auswirkungen des Speichers auf das lokale Verteilnetz berücksichtigen. Ein mögliches Modell wäre beispielsweise ein Abschlag, der gewährt wird, wenn eine Vereinbarung getroffen wird, die sicherstellt, dass die Bezugsspitze außerhalb der Hochlastzeiten im Verteilnetz liegt oder eine Blindleistungskompensation durch die Wechselrichter des Speichers bedarfsgerecht erfolgt.

Zusätzlich zum Punkt „Lastspitzenvermeidung“ sollte die Blindleistungskompensation als netzdienliche Maßnahme mit aufgenommen werden. Lastspitzen können nicht nur durch starre Hochlastzeitfenster verhindert werden, sondern im Zuge der Digitalisierung und Flexibilisierung auch über eine Kommunikationsschnittstelle zwischen Netz- und Speicherbetreiber.

III. Fernwärme

Vorbemerkung - Für den Fragenkatalog der Fernwärme möchten wir zunächst einige grundsätzliche Ausführungen tätigen:

Mit dem Sektorgutachten der Monopolkommission zum Wärmemarkt 2025 wurde die Empfehlung ausgesprochen, bei den Transformationsanstrengungen im Rahmen der Wärmewende

einen funktionierenden Wettbewerb sicherzustellen und, wo dies nicht möglich ist, einen entsprechenden Regulierungsrahmen als kontrollierenden „Als-ob-Wettbewerb“ zu implementieren. Gerne möchten wir als Fernwärmeversorger auf diese Empfehlung reagieren.

Fernwärmeunternehmen sind oftmals kommunale Unternehmen, deren Bestandsnetze und Erzeugungsanlagen nicht durch staatliche Monopole (wie im Strom- und Gasbereich), sondern auf der Grundlage von Investitionen geschaffen wurden. Anders als im Strom- und Gasbereich handelt es sich außerdem um lokal begrenzte, in sich geschlossene Netze, die durch eine besondere systemtechnische Verbindung zwischen Erzeugung und Transport gekennzeichnet sind. Diese Netze sind natürliche Monopole, da sie in der Regel nicht durch einen Anschluss- und Benutzungszwang privilegiert sind (nur ca. 10 % der Netze weisen eine solche Privilegierung auf). Dadurch sind sie grundsätzlich in der Lage, Fernwärme, v.a. im städtischen Raum, zu volkswirtschaftlich effizienten Bedingungen zur Verfügung zu stellen.

Mit der politisch gewollten Energie- und Wärmetransformation auf Bundesebene bis 2045 wurden in den letzten Jahren verschiedene gesetzliche Regelungen geschaffen, die vor allem auf der kommunalen Ebene und von Eigenheimbesitzern umzusetzen sind. Mit dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) und dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) sollen zum einen der Ausbau von Wärme- und Wasserstoffnetzen durch Planungssicherheit für Betreiber und Kunden angereizt und zum anderen der Systemwettbewerb der Heiztechnologien zu Gunsten erneuerbarer Wärmelösungen eingeschränkt werden. Die Regulierung wird zudem von staatlichen Förderprogrammen flankiert, da marktliche Anreize derzeit allein nicht ausreichen würden, damit Marktakteure klimafreundlichere Technologien einsetzen.

Damit wird der Wärmemarkt – politisch gewollt – zu einem „nachhaltigen Wärmemarkt“ verengt, auf dem für den Zeitpunkt der Systemscheidung nur noch die im GEG aufgeführten Heiztechnologien, wie Wärmepumpe, Fernwärme, Biomasse-Kessel, Solarthermie, etc. zur Verfügung stehen (§ 71 Abs. 3 GEG). Gleichzeitig wird mit der im GEG verankerten Vorgabe, mindestens 65%-erneuerbaren Energien einzusetzen, auch der nach der Systemscheidung folgende Markt für den Energieträgerbezug reguliert (§ 71 Abs. 1 GEG). Während der Gesetzgeber bei der Wärmepumpe pauschal davon ausgeht, dass der Strombezug durch den allgemeinen Zubau erneuerbarer Stromerzeuger im gesamten (europäischen) Stromsystem die erneuerbaren Vorgaben erfüllt und Kunden entsprechende Stromtarife abschließen können, muss die Fernwärmeerzeugung in Bestandsnetzen zum Großteil noch grundlegend durch das jeweilige Fernwärmeunternehmen transformiert werden. Hierbei sind die zeitlichen Vorgaben des § 29 Abs. 1 WPG einzuhalten, da der Kunde ansonsten ein Abkopplungsrecht (§ 29 Abs. 7 WPG) sowie ein Recht auf Erstattung der Mehrkosten im Rahmen von § 71j Abs. 3

GEG hat. Um ihren Kundenbestand zu halten und neue Kunden anschließen zu können, müssen von den Fernwärmeunternehmen in den nächsten 10-20 Jahren hohe Investitionen sowohl in den Bestandsnetzen als auch für den Neubau/Erweiterung von Wärmenetzen und Erzeugungsanlagen getätigt werden. Es entstehen v.a. hohe Kapitalkosten und veränderte Betriebskosten, was die bestehenden Kostenstrukturen der Fernwärme in der Transformationsphase verändert und die Kostenvorteile des natürlichen Monopols reduziert.

Die Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens muss dieser dynamischen Entwicklung Rechnung tragen, in dem eine Optimierung der Kosten- und Preisstrukturen im Sinne einer dynamischen Effizienz unter langfristigen, ökologischen Gesichtspunkten betrachtet wird. Eine Regulierung, die kurzfristige Kostensenkungen (v.a. im Bereich der Betriebskosten) adressiert, wird der politisch gewollten Transformation entgegenwirken und damit nachhaltige Investitionen in erneuerbare Erzeugungstechnologien verhindern.

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?*

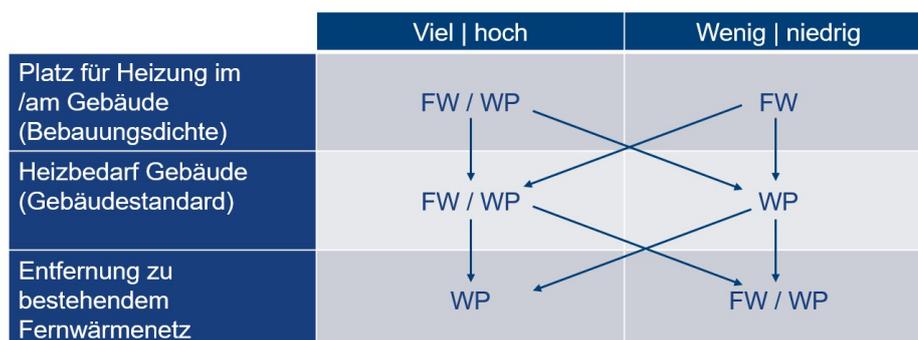
Antwort:

Die mittel- und langfristigen Klimaziele im Gebäudebereich erfordern eine Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Gemäß dem Klimaschutzprogramms der Bundesregierung sollen bis 2030 50% der Wärme klimaneutral erzeugt werden. Um dieses Sektorziel zu erreichen, wurden verschiedene Maßnahmen wie das Wärmeplanungsgesetz (WPG), eine Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG), die Wärmepumpenoffensive sowie flankierende Förderprogramme geschaffen.² Durch die Anforderungen an eine Heizungsanlage nach § 71 Abs. 1 GEG werden die möglichen Heiztechnologien auf die Technologieoptionen nach § 71 Abs. 3 GEG verengt. Die Vorgaben gelten für neu zu installierende Heizungen in Bestandsgebäuden ab 2026/2028 und sollen perspektivisch konventionelle Öl- und Gasheizungen aus dem Wärmemarkt verdrängen.

Bei der Entscheidung für eine Heiztechnologie können dabei folgende Beobachtungen gemacht werden:

² https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/entwurf-eines-klimaschutzprogramms-2023-der-bundesregierung.pdf?__blob=publicationFile&v=6

- Wohngebäude in Neubaugebieten wurden 2024 bereits zu 76 Prozent mit Wärmepumpen beheizt³. Die Wärmepumpe ist durch den hohen gesetzlich geforderten Gebäudestandard (geringer Heizbedarf) und den verfügbaren Platz am Gebäude hier in den überwiegenden Fällen die gewählte Heiztechnologie.
- Die Systementscheidung beim Heizungstausch in Bestandsgebäuden zwischen Fernwärme und Wärmepumpe ist v.a. abhängig von der Bebauungsdichte, dem Gebäudestandard (& -alter) sowie von der Entfernung zu einem bestehenden Fernwärmenetz.



(Abbildung: Bei einer hohen Bebauungsdichte und geringem oder keinem verfügbarem Platzangebot für eine Wärmepumpe am Gebäude fällt die Systementscheidung eher auf die Fernwärme. Bei einem niedrigen Heizbedarf durch einen hohen Gebäudestandard wird allerdings eine Wärmepumpe bevorzugt. Schließlich ist die Systementscheidung abhängig davon, ob ein entsprechendes Fernwärmenetz in der Nähe vorliegt oder perspektivisch erweitert wird.)

- Fernwärme eignet sich vorrangig für städtische Ballungsgebiete, in denen die bestehenden Gebäude einen (relativ) hohen Heizbedarf aufweisen und ein hoher energetischer Sanierungsbedarf besteht (z.B. Altbau) oder es sich um denkmal- und ensamblegeschützte Gebäude oder Stadtviertel handelt.
- Der Transport über große Strecken mit niedriger Anschlussdichte oder über Topografien mit starken Höhendifferenzen ist für die Fernwärme wirtschaftlich nicht sinnvoll. In städtischen Randgebieten wird deshalb perspektivisch ebenfalls die Wärmepumpe die dominierende Heiztechnologie darstellen.
- Durch die hohen Energiepreise im Zuge der Energiekrise 2023 hat die Nachfrage nach Fernwärmeanschlüssen in Stadtgebieten mit Bestandsgebäuden zugenommen. Nachdem die Gaspreise seit Ende 2023 wieder gesunken sind, ist aber zuletzt der Einbau neuer Gasheizungen in diesen Gebieten wieder angestiegen.

Durch die Regelungen des GEG und WPG entsteht außerdem ein Transformationsdruck auf die Fernwärmeversorger. Bis 2040 muss ein Anteil von 80 Prozent erneuerbaren Energien in

³ https://www.bdew.de/media/documents/BauGenehm_Nebau_Beheizungsstruktur_Gebaeude_2023_dw_online_o_jaerlich_CMi_19062024.pdf

den Wärmenetzen erreicht werden (§ 29 Abs. 1 WPG), da dem Kunden ansonsten ein Abkopplungsrecht (§ 29 Abs. 7 WPG) sowie ein Recht auf Erstattung der Mehrkosten im Rahmen von § 71j Abs. 3 GEG zusteht. Für die meisten Unternehmen stehen deshalb in den nächsten Jahren hohe Investitionen in den Aus- und Umbau der Wärmeerzeugungsstruktur und die Verdichtung/Ausbau der Netze an. Diesen Kapitalinvestitionen stehen zeitlich versetzte Liquiditätsrückflüsse gegenüber. Da die Fernwärme meist von kommunalen und regionalen Energieversorgern bereitgestellt wird, die sich hauptsächlich über Kredite, Förder- und Eigenmittel finanzieren, ist in den nächsten Jahren ein Anstieg der Verschuldungsgrade erwartbar. Um den erheblichen unternehmerischen Risiken Rechnung zu tragen, ist deshalb weiterhin ein Investitions- und Amortisationsschutz für die Fernwärmeversorger erforderlich, wie er bspw. in einer zehnjährigen Vertragsbindung nach § 32 Abs. 1 AVBFernwärmeV zum Ausdruck kommt.

13. *In den Niederlanden galt in den letzten Jahren eine Preisobergrenze für Fernwärme, die sich am Gaspreis orientierte. In Dänemark wird demnächst eine ähnliche Preisobergrenze 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?*

Antwort:

Die Price-Cap-Regulierung verfolgt das Ziel, dass sich die Preissteigerungsrate in einem festgelegten Zeitraum an einer prognostizierten Produktivitätsentwicklung und einem individuellen Effizienzfaktor orientiert. Aus dieser Konzeption heraus werden hauptsächlich Anreize für eine kurzfristige Kostensenkung im Bereich der Betriebskosten gesetzt und im Ergebnis die produktive Effizienz, unter Annahme eines statischen Monopols, gesteigert.

Die politisch gesetzten Sektorziele im Wärmebereich und die gesetzlich anvisierte Transformation der Fernwärmeversorgung erfordern aber in den nächsten 10 bis 20 Jahren massive Kapitalinvestitionen, die die Kostenstrukturen der Fernwärmeversorger grundlegend verändern. Mit einer Price-Cap-Regulierung, die sich an einem fiktiven Wettbewerbspreis (basierend auf historischen Daten) orientiert, werden keine Anreize gesetzt, hohe Kapitalinvestitionen in einem kurzen Zeitraum zu tätigen und damit die Kostenstruktur unter langfristigen ökologischen Gesichtspunkten zu optimieren (dynamische Effizienz). Anreize zu kurzfristigen Kostensenkungen (v.a. im Bereich der Betriebskosten) werden der politisch gewollten Transformation entgegenwirken und damit nachhaltige Investitionen in erneuerbare Erzeugungstechnologien verhindern, da die Projekte langfristig nicht refinanzierbar sein werden.

Ein Price-Cap-Regulierung birgt dabei Risiken für Anbieter und Kunde. Die Price-Cap-Regulierung in den Niederlanden führte etwa dazu, dass die Preise 2021 bis heute nicht nur massiv

angestiegen sind, sondern auch in allen Jahren über dem Preisniveau in Deutschland lagen. Dieser offensichtliche Nachteil für den Kunden führt dazu, dass diese Regulierung wieder abgeschafft wird.

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?*

Antwort:

Grundsätzlich liegt eine marktbeherrschende Stellung der Fernwärmeversorger vor, wenn sich der Nutzer zum Anschluss an das Netz entschieden hat. Allerdings kann eine pauschale missbräuchliche Ausnutzung der marktbeherrschenden Stellung durch „Monopolpreise“ nicht nachgewiesen werden. Durch die mediale Berichterstattung bekommt das Produkt Fernwärme derzeit ungerechtfertigterweise ein negatives Image. Während die große Mehrzahl der Fernwärmeversorger weiterhin attraktive Preise anbieten, konzentriert sich die mediale Berichterstattung auf wenige Fernwärmeversorger mit für den Kunden unattraktiv hohen Preisen. Preisunterschiede ergeben sich im Fernwärmebereich hauptsächlich durch die starke Heterogenität der verschiedenen Versorger, insbesondere hinsichtlich der Netzgröße im Verhältnis zur Kundenzahl und Abnehmerstruktur, sowie durch die eingesetzten Energieträger und den Stand der Transformation im jeweiligen lokal begrenzten Netzgebiet.

Die Anwendung von Preisänderungsklauseln ist unter der Annahme (relativ) konstanter Erzeugungsverhältnisse in die gesetzlichen Regelungen aufgenommen worden, um Preisrisiken bei langfristigen Verträgen zu minimieren. Durch die Änderungen der Bezugs- und Erzeugungsstrukturen in Verbindung mit Sprunginvestitionen im Rahmen der Wärmetransformation müssen die Preisänderungsklauseln aber in kürzeren Abständen angepasst werden, um den neuen Kostenstrukturen im sich transformierenden Fernwärmenetz gerecht zu werden. Dies führt aktuell zu Rechtsunsicherheiten bei den Versorgern und Verbrauchern, die in der geplanten Novellierung der AVBFernwärmeV berücksichtigt werden sollten. Gleichzeitig sollte keine Vorgabe eingeführt werden, die pauschal eine Gewichtung des Marktelements zu 50% vorsieht, da hierdurch der Transformationsstand des jeweiligen Netzes nicht angemessen abgebildet werden kann. In Netzen, die bereits transformiert worden sind oder die sich in der Transformationsphase befinden, führt ein hoher Anteil des Marktelements zu aus Kundensicht negativen Auswirkungen auf die Kosten.

Wir begrüßen die Schaffung der Preistransparenzplattform für Fernwärme. Die Teilnahme sollte jedoch verpflichtend eingeführt werden und um weitere Angaben ergänzt werden, mit

denen die Informationsasymmetrien zwischen Kunden, Gesetzgeber und Fernwärmeversorger reduziert werden können. Die Verpflichtung zur Teilnahme könnte beispielsweise in der noch anstehenden Novelle der AVBFernwärmeV geregelt werden.

Seit 2022 unterliegt die Fernwärme der kartellrechtlichen Preiskontrolle nach § 29 GWB, wodurch die Stellung der Kartellbehörden in Preismissbrauchsverfahren gegenüber Fernwärmeversorgern gestärkt wurde. Die Prüfverfahren greifen dabei u.a. Fälle auf, in denen der Verdacht besteht, dass Preisänderungsklauseln die tatsächliche Entwicklung der Kosten nicht angemessen abbilden (und so unangemessene Preise entstehen), oder in denen es durch eine zu geringe Gewichtung des Marktelements zu überschießenden Preissteigerungen kommt. Das Vorgehen der Kartellbehörde erfolgt dabei nach dem Vergleichsmarktpinzip, indem die untersuchten Versorger vergleichbaren Kategorien zugeordnet werden und dann die Preise innerhalb dieser Kategorien verglichen werden. Bei Fernwärmeversorgern, die über einer gewissen Aufgreifschwelle (i.d.R. 20 % über dem Durchschnitt) hinsichtlich der Preishöhe und der Preisänderung zum Vorjahr liegen, entsteht ein Missbrauchsverdacht. Das Unternehmen muss in einem entsprechenden Verfahren dann eine sachliche Rechtfertigung für das Preisniveau und ggf. auch für die Angemessenheit der dahinterliegenden Kosten darlegen.

Mit einer verpflichtenden Teilnahme an der Preistransparenzplattform und einer Modifizierung hinsichtlich der Einteilung der jeweiligen Versorger zu vergleichbaren Kategorien können vergleichbare Märkte abgebildet werden, die das Prüfverfahren der Kartellbehörde standardisierbar und transparent machen. Bei der Einteilung in Kategorien müssen die strukturellen Besonderheiten des jeweiligen Fernwärmesystems angemessen berücksichtigt werden. Denkbar wären Einteilungen, die die Art der genutzten Primärenergie, Netzgröße und Altersstruktur der Anlagen, Netztemperaturen und Druckniveaus sowie den Anteil erneuerbarer Energien und damit den Transformationsstand im jeweiligen lokal begrenzten Netzgebiet berücksichtigen.

Dadurch würde ein verpflichtendes transparentes Benchmarking geschaffen werden, das überschießende Preise eines Versorgers aufzeigen kann. Auf dieser Basis können dann zum einen frühzeitige kartellrechtliche Prüfverfahren eingeleitet und zum anderen auch leichter dem Verbraucherschutz Rechnung getragen werden. Gleichzeitig werden dadurch zusätzliche Anreize gesetzt, dass Fernwärmeversorger ihre Preise und Preisgleitklauseln gemäß den gesetzlichen Vorgaben umsetzen.

Um die Anwendung der Missbrauchsvorschriften umzusetzen, begrüßen wir, dass die zuständigen Landeskartellbehörden, aufgrund der grundsätzlichen und bundeslandübergreifenden Bedeutung, ihre Aufgabe an das Bundeskartellamt übertragen und somit bereits eine einheitliche kartellbehördliche Praxis und zentrale Zuständigkeit in Deutschland gegeben ist.

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?*

Antwort:

Mit der Regelung wird der Grundsatz der Kostenneutralität verfolgt, indem die angestrebte neue Wärmelieferung nicht über dem Wärmepreis liegen darf, der im Objekt die letzten drei Jahre gezahlt werden musste.

Der Vergleich der historischen Betriebskosten (der letzten drei Jahre) mit dem aktuellen Fernwärmepreis vernachlässigt allerdings die externen Effekte auf die aktuellen Preisentwicklungen.

Gleichzeitig fließen bei Öl- und Gasheizungen nur die Brennstoffkosten (zzgl. Heizungswartung) in die Betriebskosten ein, während bei der Fernwärme die Wartungs- und Anlagekosten schon in den Fernwärmepreisen eingerechnet sind. Durch diese Regelung wird die Fernwärme oftmals gegenüber konventionellen Heizungstechnologien benachteiligt und es findet in Mietwohnungen oft keine Umstellung auf Fernwärme statt.

Eine Reformierung sollte dahingehend ausgestaltet werden, dass ein Vollkostenvergleich angestrebt und die erneuerbare Energiekomponente angemessen berücksichtigt wird.

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?*

Antwort:

Beim Aufbau neuer Wärmenetze und bei einer starken Erweiterung der Bestandsnetze müssen Wärmeversorgungsverträge weiterhin mit einer Erstlaufzeit von in der Regel 10 Jahren vereinbart werden können, um Investitions- und Amortisationsrisiken zu reduzieren und gleichzeitig nachteilige Auswirkungen/Kostensteigerungen auf andere Wärmeverbraucher zu verhindern.

Auch mit einer anderen Technologieentscheidung „bindet“ sich der Kunde über die technische bzw. kaufmännische Nutzungszeit faktisch an ein Wärmemedium. Bei einer Entscheidung für eine Gasheizung oder Wärmepumpe erfolgt dies in der Regel für mehr als 15 Jahre. Es besteht

dann zwar grundsätzlich eine Wahlmöglichkeit für den Lieferanten hinsichtlich des Energieträgers (Gas bzw. Strom für die Wärmepumpe), aber auf das allgemeine Preisniveau dieser Energieträger haben die Lieferanten keinen Einfluss, sodass markt- und systembedingte Preissteigerungen bei Strom und Gas unmittelbar den Verbraucher treffen (beispielsweise Gaspreissteigerungen durch die Energiekrise oder steigende Netzentgelte). An diesen grundsätzlichen Preisrisiken bleiben die Kunden durch ihre Systementscheidung für eine Gas- oder Wärmepumpe ebenfalls langfristig gebunden.

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?*

Antwort:

Fernwärmenetze folgen anderen physikalischen Regeln als Strom- und Gasnetze. Elektroden in Stromnetzen sind weder träge noch richtungsgebunden. In Gasnetzen ist die Trägheit des Mediums Gas höher als bei Strom, jedoch ist der Gasfluss nahezu immer von der Quelle zur Senke gerichtet. Der Druck in Gasnetzen ist in der Regel sehr konstant und die Temperatur des Mediums spielt eine untergeordnete Rolle. Die täglichen und jährlichen Bedarfsschwankungen werden durch eine Anpassung der Förderung sowie den Einsatz großer saisonaler Gasspeicher ausgeglichen.

Aufgrund der Trägheit des Mediums Wasser ist der kundenorientierte Betrieb eines Fernwärmenetzes hochkomplex. Neben dem Druck spielt die Temperatur die entscheidende Rolle. Bei verschiedenen Einspeisern kann eine Transportrichtungsumkehrung notwendig sein. Zudem sind kurz- und langfristige netzhydraulische Situationen zu berücksichtigen.

Der bestehende Rechtsrahmen für den Drittzugang von Einspeisern in Fernwärmenetze sollte weiterhin Anwendung finden. Dieser ermöglicht bereits heute eine Einspeisung unter den Voraussetzungen, dass die netztechnischen Rahmenbedingungen erfüllt sind, das Wärmeangebot dem Bedarf insbesondere im Jahresverlauf entspricht, und die Einspeisung in der Gesamtbetrachtung wirtschaftlich sinnvoll ist.

Dieser etablierte Rahmen gewährleistet eine ausgewogene Berücksichtigung technischer, bedarfsorientierter und ökonomischer Aspekte bei der Integration von Drittanbietern in bestehende Fernwärmenetze.

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

Antwort:

Die Situation bei Wärmenetzen unterscheidet sich deutlich von der bei Strom- und Gaskonzessionen. In vielen Kommunen existieren mehrere Wärmenetze, oft betrieben von verschiedenen Anbietern. Dies ist besonders häufig in Industriegebieten zu beobachten, findet sich aber auch bei der Versorgung von Wohnquartieren. Diese Anbieter Vielfalt ist aus wettbewerblicher Sicht grundsätzlich positiv zu bewerten (allein in Berlin werden z.B. mehr als 65 Wärmeteilnetze durch ca. 40 Wärmeversorgungsunternehmen betrieben).

Viele Kommunen setzen aktuell bei ihrer vielerorts bereits angestoßenen kommunalen Wärmeplanung gerade auf den Auf- und den Ausbau von Wärmenetzen, um die Wärmewende hin zu einer dekarbonisierten Wärmeversorgung möglich zu machen. Zur Erreichung der Klimaschutzziele des Bundes und der Länder bedarf es hierbei besonderer Geschwindigkeit bei der Umsetzung.

Die derzeit häufig übliche Praxis, sog. „einfache“, d.h. nicht ausschließliche Wegenutzungs- oder Gestattungsverträge zwischen Wärmeversorgern und Kommunen ohne Ausschreibung abzuschließen, erweist sich dabei sowohl rechtlich als auch praktisch als ausreichend. Es handelt sich dabei um reine Wegenutzungsverträge, die weder ausschließliche Rechte des Versorgers noch eine Betrauung des Versorgers mit Versorgungspflichten begründen. Diese Verträge bieten einen angemessenen Rahmen für die Nutzung öffentlicher Flächen und ermöglichen gleichzeitig die Aufrechterhaltung eines vielfältigen und wettbewerbsorientierten Marktes für die Wärmeversorgung.

Die Etablierung eines Rechtsrahmens für Wärmenetze entsprechend den für den Strom- und Gasbereich geltenden Bestimmungen der §§ 46 ff. EnWG ist vor diesem Hintergrund weder sinnvoll noch erforderlich. Im Gegenteil stünde zu erwarten, dass im Wärmebereich ähnlich wie bei Strom und Gas für alle Beteiligten zeitaufwändige, kostenintensive und streitanfällige Verfahren durchgeführt werden müssen – und das angesichts der vorstehend geschilderten Ausgangslage noch dazu ohne echten wettbewerblichen Mehrwert. Dem Ziel, mehr Tempo in die Transformation der Wärmeversorgung zu bringen, würde mit solchen Verfahren nicht entsprochen. Im Gegenteil stünde zu erwarten, dass die Planungssicherheit und Investitionsbereitschaft in Wärmenetze sinken.

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?*

Antwort:

Im Bereich der öffentlichen Normalladeinfrastruktur waren regionale Anbieter häufig frühzeitig aktiv und haben eine höhere Anzahl an Ladepunkten erstellt. Mit dem steigenden Anteil von Elektrofahrzeugen im Fahrzeugmix werden jedoch auch weitere Anbieter in den Markt eintreten, was zu einer Intensivierung des Wettbewerbs führen wird.

Anders sieht es bei der Schnellladeinfrastruktur aus: Hier haben überwiegend überregionale Anbieter Lade-Hubs erstellt und dies häufig auch an Verkehrsknotenpunkten und den Bundesautobahnen. Auch setzte die bundesweite Ausschreibung für das Deutschlandnetz für neue oder lokale Anbieter als Teilnahmevoraussetzung für die Bewerbung hohe Hürden, so dass dieser Markt aktuell auf wenige Anbieter beschränkt ist.

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?*

Antwort:

Lokale Anbieter von Ladeinfrastruktur verfügen über detailliertere Ortskenntnisse und haben sich häufig schon frühzeitig für den Aufbau eines flächendeckenden Netzes engagiert. Dabei berücksichtigen sie auch weniger wirtschaftliche Standorte und handeln nach Prinzipien der Daseinsvorsorge. Diese Anbieter haben oft in einer frühen Hochlaufphase zunächst weniger attraktive Standorte in ihr Versorgungsgebiet integriert, um eine umfassende Versorgung sicherzustellen und damit auch regionalpolitische Ziele zu unterstützen.

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?*

Antwort:

Im ländlichen Raum haben Fahrzeughalter oft bessere Möglichkeiten, kostengünstig eine Wallbox zu installieren, als in städtischen Gebieten, die überwiegend von Mehrfamilienhäusern geprägt sind. Dadurch ist die Dichte der öffentlichen Ladeinfrastruktur im ländlichen Raum geringer, ebenso wie der Wettbewerb zwischen Anbietern. Dennoch hat dies bislang keinen Einfluss auf die Preisgestaltung, da die Preise in der Regel nach Ladeleistung und nicht nach geografischen Kriterien differenziert werden.

Ein verstärkter Hochlauf der Zulassungszahlen von Elektrofahrzeugen könnte wirksame Anreize für Investitionen in die Ladeinfrastruktur schaffen. Dies würde dazu beitragen, die Versorgungslücken zu schließen und den Ausbau der öffentlichen Ladepunkte sowohl im städtischen als auch im ländlichen Raum voranzutreiben.

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?*

Antwort:

Die meisten Nutzer von Elektrofahrzeugen verfügen über eine oder mehrere Apps oder eine Ladekarte, mit denen sie die Konditionen für das Laden an öffentlichen Säulen kennen. Diese Tarife sind oft günstiger als die Ad-hoc-Konditionen. Zudem möchten viele Nutzer vermeiden, bei weiteren Anbietern persönliche Daten zu hinterlassen.

Eine physische Ausweisung der Preise für das Ad-hoc-Laden vor Ort würde den Vergleich mit dem aktuellen Vertrag erleichtern. Es bleibt jedoch unklar, ob dies tatsächlich das Nutzerverhalten ändern und zu einer Zunahme von Ad-hoc-Ladevorgängen führen würde.

Bei Ladesäulen ohne Display könnte eine physische Preisauszeichnung Probleme mit der Aktualität der Tarife verursachen. Darüber hinaus würden die Betriebskosten für die Betreiber steigen. Es ist daher abzuwägen, ob der potenzielle Nutzen einer solchen Maßnahme die zusätzlichen Kosten und den Aufwand rechtfertigt.

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?

Hier liegen uns keine Erfahrungen vor.

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?*

Antwort:

Die Praxis einiger Elektromobilitätsanbieter (EMPs), die gleichzeitig als Ladepunktbetreiber (CPOs) fungieren, verdient eine genauere Betrachtung. Diese Anbieter offerieren an ihren eigenen Ladepunkten oft deutlich günstigere Tarife als an Ladepunkten von Wettbewerbern. Eine solche Preisdifferenzierung könnte potenziell wettbewerbsrechtliche Fragen aufwerfen und sollte daher einer sorgfältigen Prüfung unterzogen werden.

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?*

Wir verweisen auf die Antwort zu Frage 24.

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?*

Antwort:

Die Gas- und Wasserstoffbinnenmarktrichtlinie (EU) 2024/1788 gibt einen ausdifferenzierten Rahmen für die Regulierung von Wasserstoffnetzen vor, der möglichst zeitnah in nationales Recht umgesetzt werden sollte. Von erheblicher Bedeutung war die Abkehr einer strikten eigentumsrechtlichen Entflechtung aller Wasserstoffnetze, zugunsten einer Regulierung in enger Anlehnung an die Vorgaben für den Erdgasbereich, sodass eine Geschäftsentwicklung auch für Verteilernetze möglich ist. Die grundsätzliche Frage, ob eine dynamische Regulierung

vorzugswürdig wäre, stellt sich aus unserer Sicht nicht mehr. Eine neuerliche Diskussion bezüglich einer Änderung grundsätzlicher Regulierungsfragen birgt die große Gefahr einer weiteren Verzögerung des Markthochlaufs von Wasserstoff.

Voraussetzung für einen langfristig wirtschaftlichen Wasserstoff-Verteilernetzbetrieb ist ein stabiler Rechtsrahmen, der eine angemessene Rendite ermöglicht. Die Richtlinie bietet ausreichenden Umsetzungsspielraum, um der Gefahr einer Überregulierung eines sich noch im Aufbau befindlichen Wasserstoffmarktes zu begegnen, der insbesondere im Wege der flankierenden Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur genutzt werden muss. Da in der heutigen Gaswirtschaft das grundsätzliche Regulierungs-Knowhow bereits auf allen Ebenen vorhanden ist, bestehen – bei maßvoller Implementierung von Vorgaben – die dringend notwendigen Entwicklungs- und Transformationsmöglichkeiten. Gleichzeitig ist es von sehr großer Bedeutung, dass die wesentlichen Weichenstellungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geklärt werden, etwa um langfristige Investitionen zu ermöglichen.

Hierzu gehört neben der Umsetzung der de minimis-Regelung für das Unbundling von Wasserstoffverteilernetzen insbesondere auch die Umsetzung bzw. die nähere Ausgestaltung von Art. 5 Abs. 3 ff. der Gas- und Wasserstoffbinnenmarktverordnung (EU) 1789/2024. Es bedarf der Umsetzung eines intertemporalen Kostenmechanismus auch für die Verteilerebene und/oder die Ausschöpfung der Möglichkeiten zur Subventionierung dieser (siehe dazu die Antwort auf die Frage 28). Zudem ist die zügige Umsetzung der Vorgaben zur lokalen Netzentwicklungsplanung in Art. 56, 57 der Richtlinie von erheblicher Bedeutung, um eine rechtliche Basis für die Transformation der Gasverteilernetze zu schaffen (siehe dazu die Antwort auf Frage 27).

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

Antwort:

Wie sich die Erdgasnetze in Zukunft entwickeln werden, wird stark von den Gegebenheiten vor Ort abhängen. Eine zukunftsfähige Transformation muss nicht nur technisch möglich, sondern auch wirtschaftlich tragbar sein. Dies erfordert u.a. eine Berücksichtigung der Infrastruktur, der Abnehmerstrukturen, der Nachfrage für Wasserstoff oder andere grüne Gase sowie der dazugehörigen Produktions- und Speicherkapazitäten.

Wesentliche Kriterien für die Entscheidung sind:

- Kundenbedarf (Industrie, Gewerbe, Haushalt);

- Verfügbarkeit von Biomethan und/oder Wasserstoff (Anbindung an regionale und überregionale Wasserstoffnetze, Potentiale für lokale Erzeugung);
- Verfügbarkeit alternativer Energieträger;
- Grundsätze der Versorgungssicherheit;
- Gewährleistung des wirtschaftlichen Netzbetriebs; Implementierung geeigneter Förderinstrumente für die Hochlaufphase.

Von großer Bedeutung ist zudem die Verzahnung der Vorgaben der Gas- und Wasserstoffrichtlinie (Art. 57 und Art. 58) mit den Vorgaben der kommunalen Wärmeplanung im Wärmeplanungsgesetz (WPG) und des Gebäudeenergiegesetzes (GEG).

Wichtig ist dabei, dass nicht einseitig die – zunächst nicht rechtlich verbindlichen – Vorgaben der Kommunen in den kommunalen Wärmeplänen umgesetzt werden müssen. Stattdessen sollte eine wechselseitige Verpflichtung zur Berücksichtigung der jeweiligen Planungen verankert werden. Die Potenziale von Wärmenetzen und der Transformation des Gasnetzes zu einem Wasserstoff- oder Biomethanetz unterscheiden sich erheblich zwischen den einzelnen Regionen und Kommunen sowie in den Geschäftsbereichen der Stadtwerke und Versorger. Umso wichtiger ist eine eng verzahnte, aufeinander aufbauende Planung, die gleichzeitig die notwendigen eigenverantwortlichen Planungen der Infrastrukturnetzbetreiber berücksichtigt. Nicht hilfreich ist daher die Fixierung auf eine finale Entscheidung bis zum 30.06.2028 für die Überführung von Nutzerstrukturen aus dem Erdgas- in die Wasserstoffversorgung (sog. Fahrpläne für Wasserstoffnetzausbauggebiete gem. § 71k GEG).

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?*

Antwort:

Die integrative Netzentwicklungsplanung stellt eine zentrale Grundlage für den notwendigen Wandel im Energiebereich dar und setzt entscheidende Weichen für die Transformation bestehender Infrastrukturen. Die bereits eingeführten und weiteren Anpassungen im Energiewirtschaftsgesetz sollten die zeitlichen Abläufe und die wechselseitigen Effekte bei den Planungen zwischen Gas, Wasserstoff und Strom, unter Ausnutzung der dadurch entstehenden Synergien, berücksichtigen. Für eine effiziente Planung sollte die Netzentwicklungsplanung auf allen Netzebenen erfolgen und miteinander verzahnt werden, um potenzielle Ineffizienzen und Fehldimensionierung insbesondere im Wasserstoffbereich zu vermeiden. Damit der Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft gelingt, ist eine frühzeitige Planung auch für regionale Wasserstoffnetze erforderlich. Zu den regionalen Wasserstoffnetzen zählen wir sowohl die Ergänzung und

räumliche Erweiterung des Wasserstoffkernnetzes in die Regionen, insbesondere auch in den südlichen Bundesländern, wie auch den Umbau bzw. Ertüchtigung der lokalen Verteilernetze. Nach unserer Einschätzung muss es auch in den derzeitigen Verteilernetzen jeweils eine Konzeption für ein „lokales Kernnetz“ geben, welches insbesondere die Bedarfe der mittelständischen Wirtschaft wie auch die notwendigen Erzeugungsanlagen für lokale Wärmenetze berücksichtigt.

Die Unterstützung des Markthochlaufs von Wasserstoff durch öffentliche Mittel bleibt weiterhin notwendig. Im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur ist eine solche derzeit aber nur für die Netzbetreiber im Wasserstoff-Kernnetz vorgesehen (§§ 28r, 28s EnWG), aber nicht für die Wasserstoffverteilernetze.

Über die Gasverteilernetze werden 13 Millionen Haushalte sowie ein Großteil der 1,6 Millionen Industrie- und Gewerbekunden – einschließlich der gasbasierten Strom- und Wärmeversorgung – mit Gas versorgt (Monitoringbericht 2023 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes)⁴.

Die Bedarfe dieser Kunden können nicht ausschließlich durch Wärmenetze oder Elektrifizierung gedeckt werden. Daher kommt den bestehenden Gasverteilernetzen eine essenzielle Bedeutung für die Versorgung mit erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen wie Biomethan und Wasserstoff zu.

Die Wasserstoffverteilernetze der Zukunft müssen und können wirtschaftlich darstellbar aus der bestehenden Infrastruktur der Erdgasverteilernetze heraus entwickelt werden. Ein erster, aber wesentlicher Schritt ist die Anerkennung der effizienten Kosten für die Herstellung der H₂-Readiness der Verteilernetze sowie für Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in den verbleibenden Gasversorgungsnetzen.

Grundsätzlich sollten Netzinfrastrukturen durch die Netznutzer finanziert werden. Dabei ist eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste regulatorische Verzinsung des eingesetzten Kapitals essenziell. Eine vollständig kostendeckende Kalkulation von Beginn an würde jedoch zu prohibitiv hohen Netzentgelten für die Netznutzer führen und damit den Markthochlauf gefährden.

Die GEODE betont daher, dass bei der Finanzierung und Risikoversicherung für Wasserstoffverteilernetzbetreiber die gleichen Voraussetzungen wie für Wasserstoffkernnetzbetreiber gelten müssen. Zumindest sollte eine Deckelung der Netzentgelte sowie eine staatliche Risiko-

⁴ <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>

absicherung während des Markthochlaufs der Wasserstoffwirtschaft auch auf Verteilernetz-ebene greifen, um den Ablauf der Transformationsprozesse zu ermöglichen. Dies ist schon erforderlich, um eine Ungleichbehandlung der Gewerbe- und Industriekunden, die an ein Wasserstoffverteilnetz angeschlossen sind, und denjenigen Kunden mit direktem Anschluss an das Kernnetz zu vermeiden.

Art. 5 Abs. 4 f. der Gas- und Wasserstoffbinnenmarktverordnung (EU) 1789/2024 ermöglicht zudem, in einem bestimmten Rahmen Finanztransfers zwischen den getrennt regulierten Dienstleistungen für Erdgas, Wasserstoff oder Strom zu genehmigen. Der nationale Gesetzgeber sollte hierfür einen klaren und verlässlichen Rahmen schaffen.

Durch die Gewährleistung eines transparenten und diskriminierungsfreien Netzzugangs zu angemessenen Entgelten ist eine Marktverzerrung durch Förderinstrumente nicht erkennbar.

Berlin, 7. März 2025

Michael Teigeler
Vorstandsvorsitzender GEODE Deutschland e. V.

GEODE
Magazinstraße 15/16
10179 Berlin
Tel.: 0 30 / 611 284 070
Fax: 0 30 / 611 284 099
E-Mail: info@geode.de
www.geode.de
www.geode-eu.org

GEODE AISBL (R001212) und GEODE Deutschland e. V. (R001207) sind im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung registriert und unterliegen dem gesetzlichen Verhaltenskodex des LobbyRG.

Die GEODE ist der europäische Verband der unabhängigen privaten und öffentlichen Strom- und Gasverteilerunternehmen. Mit dem Ziel, diese Unternehmen in einem sich zunehmend europäisch definierten Markt zu vertreten, wurde der Verband 1991 gegründet. Mittlerweile spricht die GEODE für mehr als 1.400 direkte und indirekte Mitgliedsunternehmen in vielen europäischen Ländern, davon 150 in Deutschland.