



Az.: 55-29411/010-0007

## **Beschluss**

In dem Festlegungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)  
i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a, § 11 Abs. 5 Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

wegen **der Festlegung volatiler Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV für verschiedene Aspekte des Erdgastransports („VOLKER NI“)**

hat die Regulierungskammer Niedersachsen, Postfach 4107, 30041 Hannover als  
Landesregulierungsbehörde

gegenüber den Betreibern von Gasverteilernetzen in der Zuständigkeit der Regulierungskammer Niedersachsen

– nachfolgend **Gasnetzbetreiber** –

durch den Vorsitzenden	Jens Warlitz,
den Beisitzer	Torsten Berg und
die Beisitzerin	Franziska Otto

am xx.xx.2025 beschlossen:

1. Die nachfolgenden Kostenarten gelten als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV:

- a) Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung,
  - b) Kosten für die Beschaffung und die Wiederaufbereitung von Adsorptionsmittel zum Zwecke der Deodorierung von Gas,
  - c) Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und Rechtsanwaltskosten aufgrund von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 S. 1 ggf. i.V.m. § 16a S. 1 EnWG, soweit diese nicht auf vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzungen beruhen,
  - d) Kosten aus Schadensersatzansprüchen einschließlich hiermit im Zusammenhang stehende Gerichts- und Rechtsanwaltskosten, welche infolge einer Übernahme von Gas aus dem Ausland in deutsche Gasversorgungsnetze entstehen, welches nicht den Bestimmungen des Arbeitsblatts G 260 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (Stand 2021) entspricht, soweit die Übernahme derartigen Gases zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt wird und die Netzbetreiber nach Übernahme des Gases alle angemessenen Maßnahmen zur Schadensminimierung treffen und insbesondere die ihnen zur Verfügung stehenden, relevanten Informationen wie Messwerte und sonstige Daten über die Beschaffenheit des transportierten Gases den Anschlusskunden einschließlich Speicherbetreibern, bei welchen eine Schädigung nicht fernliegend erscheint, zur Verfügung stellen.
2. Dieser Beschluss ist rückwirkend ab dem 01.01.2021 anzuwenden. Satz 1 findet keine Anwendung, soweit daraus Nachteile für den Gasnetzbetreiber entstehen. Ziffer 1 d) gilt nur für Kosten aus Schadensereignissen, welche aus Gaseinspeisungen vor Ablauf des 30.09.2026 resultieren.
  3. Für die Festlegungen dieses Festlegungsbeschlusses werden keine Kosten erhoben.

# Gründe

## I. Sachverhalt

Erdgas wird im Fernleitungsnetz für einen effizienten Transport stark verdichtet, d.h. der Transport in großvolumigen Transportleitungen findet bei Drücken von bis zu 100 bar statt. Bei der Übergabe des Gases von einer höheren Druckstufe an eine niedrigere Druckstufe muss das Gas auf den zulässigen Höchstdruck des nachgelagerten Systems reduziert werden. Ohne diese Wechsel der Druckstufen wäre ein Transport der Erdgasmengen im deutschlandweiten Gasnetz nicht möglich. Typischerweise geschieht dies an diversen Stellen im Netz, z.B. bei der Überspeisung zwischen verschiedenen Teilnetzbereichen oder der Übergabestelle zu nachgelagerten Netzen. Diese Druckreduzierung geht mit einem signifikanten Temperaturrückgang („Joule-Thomson-Effekt“) einher, dem durch eine Vorwärmung des Gases entgegengewirkt werden muss. Der Temperatureffekt ist teilweise so stark, dass Leitungsteile und Armaturen andernfalls gefrieren und dadurch beschädigt oder sogar zerstört werden könnten.

Die Vorwärmung ist mit dem Verbrauch von Energie verbunden, deren Beschaffungskosten im Jahresvergleich sowohl aufgrund der variierenden physischen Transportmengen als auch aufgrund der sich verändernden Energiepreise schwanken. Bereits im Sommer 2021 begannen die Gaspreise und damit auch die Vorwärmkosten der Netzbetreiber in einem für damalige Verhältnisse ungewöhnlichen Ausmaß zu steigen. Seit Beginn der russischen Invasion in die Ukraine im Februar 2022 und dem dadurch ausgelösten wirtschaftlichen Konflikt zwischen westlichen Staaten und der Russischen Föderation sind die Preise für Strom und Gas nochmals angestiegen. Zudem unterliegen die Preise gegenwärtig hohen Schwankungen.

Darüber hinaus bemüht sich die Bundesrepublik Deutschland seit Beginn der russischen Invasion in die Ukraine um eine stärkere Diversifizierung der Gasquellen. Dabei spielt u.a. der physische Import von Gasmengen aus Frankreich eine Rolle. In Frankreich wird Erdgas auf allen Netzebenen odorisiert, d.h. mit einem chemischen Geruchsstoff auf Schwefelbasis versehen, welcher im Falle einer undichten Leitung als olfaktorisches Warnsignal dient. In Deutschland wird hingegen lediglich auf der Verteilerebene odorisiert. Zudem sind im französischen Fernleitungsnetz höhere Sauerstoffkonzentrationen üblich als im deutschen Fernleitungsnetz.

Gegenwärtig besteht eine Importmöglichkeit für französisches Gas über den Grenzübergangspunkt Wallbach unter Nutzung des schweizerischen Netzes. Dort befindet sich auf deutscher Seite eine von den Fernleitungsnetzbetreibern Open Grid Europe GmbH und Fluxys TENP GmbH betriebene Deodorierungsanlage, welche das Odoriermittel mit Hilfe eines Adsorptionsmittels bindet und somit aus dem Erdgasfluss entfernt. Dabei ist die Aufnahmekapazität des Adsorptionsmittels begrenzt und muss regelmäßig durch thermische Behandlung wiederhergestellt werden, welche wiederum Energie verbraucht. Nach einigen Regenerationszyklen muss es zudem vollständig ausgetauscht und neu beschafft werden, was ebenfalls mit Kosten verbunden ist. Die Deodorierungsanlage ist in der Vergangenheit nur vereinzelt benötigt worden, kann aufgrund der krisenbedingt veränderten Flussszenarien aber nun deutlich häufiger und regelmäßiger zum Einsatz kommen. Der Regenerationsbedarf des Adsorptionsmittels hängt von den stark schwankenden Gasflüssen am Grenzübergangspunkt Wallbach ab. Die Gasflüsse basieren auf dem gleichfalls stark schwankenden Transportverhalten der Händler. Insofern kommt es an diesem Grenzübergangspunkt nicht dauerhaft zu physischen Einspeisungen in das deutsche System. Zudem schwankt bei den physischen Einspeisungen der im Erdgas enthaltene Schwefelgehalt, da im schweizerischen Fernleitungssystem odoriertes französisches Gas mit nicht odoriertem italienischem Gas unterschiedlich stark vermischt wird. Am deutsch/französischen Grenzübergangspunkt Medelsheim gibt es gegenwärtig noch keine Deodorierungsanlage. Die Errichtung einer solchen Anlage wird derzeit diskutiert. Gleichwohl besteht technisch die Möglichkeit, entgegen der üblichen Vorgaben Gas auch ohne vorherige Deodorierung aus Frankreich zu übernehmen. Auch in Wallbach könnten in Einzelfällen odorierte Gasmengen weitertransportiert werden, sofern die vorhandenen Deodorierungskapazitäten nicht ausreichen. Die Verteilung des odorierten Gases innerhalb der Gasversorgungsnetze hängt von zahlreichen Einflussfaktoren ab und ist nicht vorhersehbar. Auch wenn die Übernahme des odorierten Gases aus dem Ausland zunächst im deutschen Fernleitungsnetz erfolgt, kann dies auch Auswirkungen auf nachgelagerte Gasverteilernetze haben. Denkbar ist eine Ausbreitung des odorierten Erdgases gen Süden über das baden-württembergische bis in das bayerische Gebiet sowie im Westen im saarländischen Gebiet. Grundsätzlich ist nicht zu erwarten, dass hierdurch Probleme bei Letztverbrauchern verursacht werden, zumal odoriertes Erdgas, je weiter es transportiert wird, sich in zunehmendem Maße mit nicht odoriertem Erdgas vermischt und der Schwefelgehalt

sich somit zunehmend reduziert. In besonderen Einzelfällen erscheint es jedoch nicht ausgeschlossen, dass besonders spezielle und empfindliche Verbrauchsanwendungen oder Speicheranlagen sensibel auf den zusätzlichen Schwefelgehalt im Erdgas reagieren. In solchen Fallgestaltungen können den Betreibern der Gasverteilernetze Schadensersatzansprüche seitens der durch den erhöhten Schwefelanteil des Gases nachteilig betroffenen Letztverbraucher drohen.

Im Hinblick auf den erhöhten Sauerstoffgehalt ist vor allem die mögliche Beeinträchtigung an Erdgasspeicheranlagen ungesichert. Grundsätzlich gilt im deutschen Fernleitungsnetz nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 für Sauerstoff ein Grenzwert von 1 mol-%, womit er sogar großzügiger ist als der französische Wert von 0,75 mol-%. Für Ausspeisepunkte zu Speichern besteht in Deutschland (anders als in allen übrigen Marktgebieten, soweit für die Regulierungskammer ersichtlich) jedoch ein Grenzwert von 0,001 mol-%. Inwieweit die hiesigen Speicher tatsächlich empfindlich auf Sauerstoff reagieren, gilt in weitgehender Ermangelung einschlägiger Erfahrungswerte und Untersuchungen als unbekannt. Nach den der Bundesnetzagentur zugetragenen Informationen hat es jedoch historisch mindestens einen Vorfall gegeben, bei welchem es im Zusammenhang mit der Einleitung sauerstoffhaltigen Gases in einen Speicher zu ungeklärten chemischen Reaktionen kam, welche in der Folge die Ausspeicherungen von Gas aus diesem Speicher beeinträchtigten.

Unabhängig von diesen Einzelthemen ist es mit der erstmaligen Ausrufung der Alarmstufe wahrscheinlicher geworden, dass Netzbetreiber nach § 16 Abs. 2 S. 1 ggf. i.V.m. § 16a S. 1 EnWG Gaseinspeisungen, Gastransporte und Gasausspeisungen in ihren Netzen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Netze anpassen oder diese Anpassung verlangen müssen, um Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems zu beseitigen.

Die Regulierungskammer hat am 28.03.2023 von Amts wegen ein Verfahren zur Anerkennung der durch diese verschiedenen Maßnahmen entstehenden Kosten als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV eingeleitet.

Am 19.04.2023 veröffentlichte die Regulierungskammer zu Konsultationszwecken einen Beschlussentwurf im Internet sowie den Tenor einschließlich Rechtsbehelfsbelehrung des Beschlussentwurfs im Niedersächsischen Ministerialblatt. Hierzu wurde

Gelegenheit zur Stellungnahme gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG bis zum 05.05.2023 gegeben.

Die Regulierungskammer hat sich bei ihrem Beschlussentwurf maßgeblich an der am 08.11.2022 durch die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur für die Betreiber der Gasversorgungsnetze in deren Zuständigkeit erlassenen Festlegung betreffend volatile Kosten für verschiedene Aspekte des Erdgastransports (Az. BK9-22/606-1 bis BK9-22/606-5 – „VOLKER“) orientiert.

Im Konsultationsverfahren der Regulierungskammer Niedersachsen ging eine Stellungnahme eines Verbandes ein. Dessen Stellungnahme beschränkte sich auf die Tenorziffern 1.a) und 1.c), da seiner Auffassung nach die Tenorziffern 1. b) und d) - sowie die ursprünglich noch vorgesehene Tenorziffer 1. e) - Regelungen für die Anerkennung von Kosten betreffen, die auf der Fernleitungsnetzebene anfallen und damit unter die Festlegung BK9-22/606-1 der Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur fallen dürften. Jedenfalls den Einwand hinsichtlich der ursprünglich vorgesehenen Regelung über Kosten für Kapazitätsinstrumente zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland (ursprünglich Tenorziffer 1. e)) hat die Regulierungskammer Niedersachsen aufgegriffen und die angedachte Regelung gestrichen.

In seiner Stellungnahme trägt der Verband insbesondere Folgendes zum Festlegungsentwurf vor:

Seiner Auffassung nach bestehe hinsichtlich der Energiekosten auch Regelungsbedarf für Stromnetzbetreiber. Er schlägt vor, wegen der erheblichen Preissteigerungen für Strom, Gas und Wärme nicht nur die Vorwärmkosten, sondern jegliche betriebsbezogenen Energiekosten als volatil einzustufen, insbesondere Kosten für Odorierung, Belüftung, Messung und kathodischen Korrosionsschutz.

Am xx.10.2025 hat die Regulierungskammer Niedersachsen einen überarbeiteten Entwurf der Festlegung auf ihrer Internetseite veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Die Netzbetreiber in Zuständigkeit der Regulierungskammer Niedersachsen haben durch Schreiben vom gleichen Tage den überarbeiteten Festlegungsentwurf zur Stellungnahme erhalten. Es wurde Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum xx.xx.2025 gegeben.

Hintergrund des überarbeiteten Festlegungsentwurfs mit der Möglichkeit zur neuerlichen Stellungnahme sind die folgenden zwei Aspekte:

Gegenstand dieser Festlegung ist die Einstufung von Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung (Tenorziffer 1 Buchstabe a). Insoweit ist ursprünglich vorgesehen gewesen, dass diese Regelung uneingeschränkt rückwirkend zum 01.01.2021 gilt. Da die Vorwärmkosten in den Kostenprüfungsverfahren auf Basis des Jahres 2015 für die Festlegung der Erlösobergrenzen der dritten Regulierungsperiode nicht gesondert abgegrenzt wurden, werden die Daten in den Verfahren zur Genehmigung des Regulierungskontosaldos nachträglich erhoben. Im Rahmen des Abgleichs der Vorwärmkosten des Bezugsjahres 2021 bzw. 2022 mit den entsprechenden Kosten im Basisjahr 2015 haben andere Regulierungsbehörden zwischenzeitlich festgestellt, dass bei manchen Netzbetreibern in den Jahren 2021 und/oder 2022 geringere Vorwärmkosten angefallen sind als im maßgeblichen Basisjahr 2015. Dies würde bei den betroffenen Netzbetreibern zu einer Absenkung der Erlösobergrenze für die Jahre 2021 und/oder 2022 führen.

Darüber hinaus hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur mit Beschlüssen vom 26.04.2024 ihre Beschlüsse vom 08.11.2022 hinsichtlich von Tenorziffer 2 Satz 2 dahingehend abgeändert, dass die dortige Tenorziffer 1 d) für Kosten aus Schadensereignissen gilt, welche aus Gaseinspeisungen vor Ablauf des 30.09.2026 resultieren. Die Festlegung der Bundesnetzagentur vom 08.11.2022 sah insoweit noch den 31.03.2024 als Stichtag vor; gleiches galt hinsichtlich des von der Regulierungskammer Niedersachsen zunächst konsultierten Festlegungsentwurfs.

Hinsichtlich der weiteren Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

## **II. Rechtliche Würdigung**

### **1. Adressatenkreis**

Die Festlegung richtet sich an alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 7 EnWG in der Zuständigkeit der Regulierungskammer Niedersachsen, die gemäß § 1 ARegV der Geltung der Anreizregulierung unterliegen.

## **2. Zuständigkeit**

Die Zuständigkeit der Regulierungskammer Niedersachsen ergibt sich aus § 54 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Gasverteilernetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und deren Gasverteilernetz nicht über das Gebiet des Landes Niedersachsen hinausreicht.

## **3. Materielle Rechtmäßigkeit**

### **3.1. Ermächtigungsgrundlage**

Die Anordnung zu Ziffer 1.) ergeht auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr. 4a ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde zu volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV Anordnungen treffen. Die Regulierungsbehörde kann darüber hinaus Vorgaben zu Verfahren machen, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die Anordnung kann sich an einen Netzbetreiber oder eine Gruppe von Netzbetreibern richten.

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405 vom 28.12.2023) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18.

Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen

Regulierungsbehörde verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH's vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.

Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).

In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung wird zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich festgehalten. Es wird vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG abgesehen. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Regulierungsbehörde nicht.

Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.

Des Weiteren verlangen die Richtlinien, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren bspw. zur Festlegung der Erlösobergrenze für die vierte Regulierungsperiode könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

### 3.2. Vorwärmkosten

Durch Tenorziffer 1 a) werden Kosten für die Beschaffung von Energie zum Zwecke der Vorwärmung von Gas im Zusammenhang mit der Gasdruckregelung als volatile Kosten eingestuft. Die Regulierungskammer hat mit dieser Bestimmung die Entspannung des Gases bei der Überführung in Netzsysteme mit einer niedrigeren Druckstufe im Blick. Andere Sachverhalte, in welchen Vorwärmprozesse in der Gasdruckregelung zum Einsatz kommen, sind der Regulierungskammer nicht bekannt.

Nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV gelten beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden können, als volatile Kostenanteile, sofern die Regulierungsbehörde dies gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat.

Treibenergie gilt gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 ARegV generell als volatiler Kostenanteil. Nach § 11 Abs. 5 S. 2 ARegV sieht der Ordnungsgeber auch die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie grundsätzlich als volatil an. Demgemäß werden in der Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV als Netzbetriebskosten, die starken jährlichen Schwankungen unterliegen können, Treibenergie- und Verlustenergiekosten genannt (BR Drs. 310/10(B), S. 17).

Energiekosten zur Vorwärmung sind vor dem Hintergrund dieser Wertung des Ordnungsgebers ebenfalls als volatil anzusehen, da die benötigten Mengen und insbesondere die Preise zeitlich starken Schwankungen unterworfen sind. Die Menge der benötigten Energie für die Entspannung hängt ebenso wie jene für die Verdichtung davon ab, wie viel Erdgas entsprechend den Bedürfnissen der Netzkunden physikalisch an drucktechnisch nachgelagerte Netzsysteme übergeben werden muss. Während Treibenergie bei der Verdichtung benötigt wird, um das Gas für Langstreckentransporte durch das Hochdrucksystem in Bewegung zu setzen, wird die Entspannung und die dafür erforderliche Vorwärmung benötigt, um sie sodann in den kleineren und verästelteren Systemen der niedrigeren Druckstufen weiterverteilen zu können. Dabei ist die zur Vorwärmung benötigte Energie von der Gasmenge und dem Druckgefälle abhängig. Auf Grund des stark veränderbaren Transportverhaltens der Netznutzer – z.B. vor und nach Beginn der russischen Invasion in die Ukraine –

variiert auf Grund der veränderten Gasströme durch das Fernleitungssystem auch das Druckniveau an den jeweiligen Übergabepunkten zu den nachgelagerten Netzen. Insofern schwanken die erforderlichen Mengen bei der Entspannungsenergie vergleichbar mit den erforderlichen Mengen bei der Treibenergie. Auch bei der Preisvolatilität ergeben sich keine Unterschiede zur Treibenergie, da die benötigten Ressourcen und damit auch deren Beschaffungspreise identisch sind.

Die Regulierungskammer hat sich deshalb in Ausübung ihres Ermessens und unter sorgsamer Abwägung aller entscheidungsrelevanten Gesichtspunkte dazu entschlossen, Kosten für Treibenergie und für Vorwärmenergie gleich zu behandeln. Nach ihrer Überzeugung lassen sich keine sachlichen Gründe dafür finden, zwei derart ähnliche Sachverhalte regulatorisch unterschiedlich zu bewerten. Mit der Einstufung der Treibenergie als volatilen Kostenanteil hat der Verordnungsgeber eine klare Richtungsentscheidung getroffen, nach der Kosten mit einer derart starken Abhängigkeit vom Mengendurchsatz und einer solchen Preisvolatilität wie bei Energie dem üblichen Basisjahrprinzip zu entziehen sind. All dies trifft in völlig identischer Weise auch auf Vorwärmenergie zu, weshalb eine Übertragung dieser verordnungsgeberischen Wertung auf sie konsequent ist.

Soweit für die Regulierungskammer ersichtlich, sind Gasdruckregelanlagen mit entsprechenden Vorwärmprozessen nicht nur in Fernleitungsnetzen, sondern auch in Verteilernetzen verbreitet. Dies dürfte zumindest für die Verteilernetzbetreiber mit eigenen Hochdrucksystemen gelten. Zudem befinden sich Entspannungsanlagen an den Übergabepunkten zwischen Fernleitungs- und Verteilernetzen jedenfalls in manchen Fällen im Eigentum des jeweiligen Verteilernetzbetreibers. Obgleich die wirtschaftliche Bedeutung der Vorwärmkosten anteilig zu den gesamten Netzkosten dort geringer ausfallen dürfte als bei den Fernleitungsnetzbetreibern, sieht die Regulierungskammer keinen Anlass, im Hinblick auf die Gasverteilernetze auf eine Festlegung der Kosten für die Vorwärmung von Gas als volatilen Kostenanteil zu verzichten.

Es erscheint der Regulierungskammer als gerechtfertigt, die unmittelbare Anpassung der kalenderjährlichen Erlösbergrenzen zur Berücksichtigung dieser höheren Kosten durch die Einstufung als volatile Kosten zu ermöglichen, auch wenn dies per-

spektivisch zu etwas höheren Netzentgelten führen wird. Zukünftig können die Netznutzer im Gegenzug grundsätzlich auch von gegenüber dem jeweiligen Basisjahr niedrigeren Vorwärmkosten profitieren.

In zeitlicher Hinsicht hat sich die Regulierungskammer grundsätzlich für eine Rückwirkung zum 01.01.2021 entschieden. Im Laufe des Jahres 2021 traten erstmals spürbare Verwerfungen an den Gasmärkten auf, deren preisliche Auswirkungen jenseits der typischen marktbasieren Schwankungen lagen, welche bis zu diesem Zeitpunkt als gewöhnlich galten. Deshalb sieht die Regulierungskammer ab diesem Zeitpunkt einen wirtschaftlichen Bedarf, die Kostenentwicklung durch Einstufung als volatile Kosten in den Erlösbergrenzen der Netzbetreiber abzubilden. Der rückwirkende Charakter der Regelung wird von ihr rechtlich grundsätzlich als unkritisch eingestuft, da sie davon ausgeht, dass die Netzbetreiber im Jahr 2021 durchgehend höhere Vorwärmkosten hatten als im dafür maßgeblichen Basisjahr 2015 und die nachträgliche Anpassung der Kostenanteile somit grundsätzlich ausschließlich vorteilhaft für die Adressaten des Beschlusses wirken sollte. Von Seiten der Netzbetreiber wurde plausibel dargestellt, dass sich die Höhe der Vorwärmkosten für das Jahr 2021 erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im Basisjahr unterscheiden. Für die Regulierungskammer sind auch keine durchgreifenden Interessen seitens der Netznutzer erkennbar, die gegen eine Rückwirkungsanordnung auf den 01.01.2021 sprechen würden.

Mit der Rückwirkungsanordnung auf den 01.01.2021 verfolgt die Regulierungskammer Niedersachsen die Intention, die Netzbetreiber vor wirtschaftlichen Nachteilen aus dem erheblichen Anstieg der Energiepreise zu bewahren und ihnen trotz der gestiegenen Kosten für die Vorwärmung von Gas eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu gewährleisten. Die rückwirkende Einstufung soll insoweit ausschließlich ökonomisch vorteilhaft für die Adressaten dieser Festlegung wirken. Andere Regulierungsbehörden haben im Rahmen ihrer Verfahren zur Genehmigung der Regulierungskontosalden der Jahre 2021 bzw. 2022 allerdings zwischenzeitlich festgestellt, dass Netzbetreiber teilweise in diesen Jahren geringere Kosten für die Vorwärmung von Gas hatten als im maßgeblichen Basisjahr 2015. Die uneingeschränkte rückwirkende Anordnung ab dem 01.01.2021 würde bei den insoweit betroffenen Netzbetreibern zu einer Absenkung der Erlösbergrenze für die Jahre 2021 und/oder 2022 führen. Eine belastende

Rückwirkung soll durch die in der Tenorziffer 2 Satz 1 geregelte Rückwirkungsanordnung allerdings nicht entstehen. Unter Berücksichtigung der Interessen der Netzbetreiber und der Netznutzer hat sich die Regulierungskammer Niedersachsen daher dazu entschieden, ergänzend die Tenorziffer 2 Satz 2 mit aufzunehmen, damit Gasnetzbetreibern insoweit keine Nachteile entstehen.

Die Anpassung der volatilen Kostenanteile wird gemäß den regulatorischen Vorgaben im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos geprüft (§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV). Dazu werden die Vorwärmkosten des Bezugsjahres mit den entsprechenden Kosten im Basisjahr abzugleichen sein, welche in Abzug gebracht werden. Da die Vorwärmkosten in den vergangenen Kostenprüfungsverfahren noch nicht gesondert abgegrenzt wurden, werden die Daten im Regulierungskontoverfahren nachträglich zu erheben sein.

Von einer Ausdehnung der Regelung auf sonstige Energiekosten, wie sie im Konsultationsverfahren teilweise gefordert wurde, wird abgesehen. Insoweit sind keine vergleichbaren Verwerfungen erkennbar, auf die in gleicher Weise mit einer Regelung zu volatilen Kosten reagiert werden müsste.

### **3.3. Deodorierungskosten**

Durch Tenorziffer 1 b) werden operative Kosten für die Beschaffung und die Wiederaufbereitung von Adsorptionsmittel zum Zwecke der Deodorierung von Gas als volatile Kosten eingestuft.

Diese Kosten korrelieren mit den Gasmengen, welche aus einem Marktgebiet mit odoriertem Erdgas im Fernleitungsnetz in das deutsche Fernleitungsnetz übergeben werden. Je mehr Gas an einem hiervon betroffenen Grenzübergangspunkt nach Deutschland importiert wird bzw. je höher der Anteil an odoriertem Gas innerhalb der aus einem angrenzenden Marktgebiet, welches wie das schweizerische sowohl odoriertes als auch nicht odoriertes Erdgas ins Fernleitungsnetz aufnimmt, übernommenen Mengen ausfällt, desto mehr Odoriermittel muss im Wege der Deodorierung entfernt werden. Ein höherer Mengendurchsatz bzw. ein höherer Gehalt an Odoriermitteln im Gasstrom in einer Deodorierungsanlage führen zu einer höheren Regenerationsbedürftigkeit des eingesetzten Adsorptionsmittels und somit zu häufigeren thermischen Behandlungen. Schließlich erwächst daraus auch die Notwendigkeit eines häufigeren Austauschs des Adsorptionsmittels, da dieses nicht beliebig oft thermisch

aufbereitet werden kann. Damit ist jedenfalls eine mengeninduzierte Volatilität der dadurch verursachten Beschaffungskosten gegeben. Hinsichtlich der Beschaffung des Adsorptionsmittels ist eine Preisvolatilität für die Regulierungskammer nicht ersichtlich. Für die Einstufung als volatile Kostenanteile ist die festgestellte Mengenvolatilität indes ausreichend. Die thermische Wiederaufbereitung erfordert Energie, womit sich die bereits oben unter 3.2. getroffenen Aussagen zur Preisvolatilität von Energiebeschaffungskosten übertragen lassen.

Die Regulierungskammer hat sich entschieden, auch die beschriebenen Deodorierungskosten als volatil einzustufen. Damit trägt sie den durch die Übernahme und Reinigung von odorierten Gasmengen verursachten Kostenschwankungen Rechnung und gibt den betroffenen Netzbetreibern hinreichende Sicherheit über die Abbildung dieser im Rahmen der letzten Kostenprüfung noch nicht absehbaren Kosten in ihren Erlösbergrenzen. Die Regulierungskammer verfolgt dabei auch die Intention, ökonomische Fehlanreize zu beseitigen, welche die Netzbetreiber davon abhalten könnten, den Import von Gasmengen zu gewährleisten, die in der der krisenhaften Situation dringend im deutschen Marktgebiet benötigt werden.

Die Regulierungskammer hat sich bei ihrer Entscheidung wesentlich an der Situation der von der Open Grid Europe GmbH und der Fluxys TENP GmbH betriebenen Deodorierungsstation in Schwörstadt nahe des Grenzübergangspunkts Wallbach orientiert. Diese Station ist - soweit für die Regulierungskammer ersichtlich - der einzige gegenwärtige Anwendungsfall der Regelung. Die Regelung wird perspektivisch auch für eine mögliche am Grenzübergangspunkt Medelsheim noch zu errichtende Deodorierungsanlage gelten, sofern sich auch deren technische Funktionsweise unter die Tenorziffer 1 b) fassen lässt. Andere gegenwärtige oder zukünftige Anwendungsfälle sind der Regulierungskammer nicht bekannt, da weder weitere Grenzübergangspunkte, welche zur Einspeisung französischen Gases in Betracht kommen, noch sonstige Importquellen für odoriertes Gas ersichtlich sind. Innerhalb des deutschen Systems spielt Deodorierung – soweit für die Regulierungskammer ersichtlich – nur bei der Rückspeisung von Biogas in vorgelagerte Netzebenen eine Rolle. Hierauf würde die Tenorziffer 1 b) im Grundsatz ebenfalls Anwendung finden, sofern die Deodorierung mittels Adsorptionsmittel erfolgt. Allerdings werden diese Kosten bereits von der Biogasumlage erfasst und gehen deshalb nicht in die Erlösbergrenzen

ein. Da es die Kategorie der volatilen Kostenanteile nur innerhalb des für die Erlösobergrenzen relevanten Kostenblocks gibt, bleibt dieser Beschluss somit ohne Wirkung für diese Sachverhalte. Sollten sich für die Regulierungskammer nicht vorhergesehene weitere Sachverhalte ergeben, in welchen durch einen Verteilernetzbetreiber eine nicht im Zusammenhang mit der Biogaseinspeisung stehende Deodorierungsanlage betrieben wird, welche auf Adsorption basiert und deren Betriebsnotwendigkeit im Grundsatz anerkannt wird (wenngleich derzeit nicht erkennbar ist, aus welchem Grund dies der Fall sein könnte), findet die Tenorziffer 1 b) auch auf die Kosten einer solchen Anlage Anwendung, da technisch gleiche Sachverhalte grundsätzlich auch regulatorisch gleich zu behandeln sind.

Die Ausführungen zur rückwirkenden Anordnung der Festlegung zum 01.01.2021 unter dem Punkt 3.2 gelten für Tenorziffer 1 Buchstabe b) entsprechend.

#### **3.4. Kosten aus Schadensersatzansprüchen aufgrund von Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 S. 1 EnWG**

Durch Tenorziffer 1 c) werden Kosten aus Schadensersatzansprüchen als volatile Kosten eingestuft, welche aus Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 S. 1 EnWG resultieren. Nach § 16 Abs. 1 EnWG sind Betreiber von Fernleitungsnetzen berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems in ihrem jeweiligen Netz durch netzbezogene Maßnahmen und marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Ausgleichsleistungen, vertragliche Regelungen über eine Abschaltung und den Einsatz von Speichern zu beseitigen. Lässt sich eine Gefährdung oder Störung durch solche Maßnahmen nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so sind Betreiber von Fernleitungsnetzen nach § 16 Abs. 2 S. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Gaseinspeisungen, Gastransporte und Gasausspeisungen in ihren Netzen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Netze anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen. Im Falle einer solchen Anpassung ruhen gem. § 16 Abs. 3 S. 1 EnWG bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle hiervon jeweils betroffenen Leistungspflichten. Eine Haftung für Vermögensschäden ist nach § 16 Abs. 3 S. 3 EnWG ausgeschlossen, jedenfalls soweit die Tatbestandsvoraussetzungen für die Maßnahmen tatsächlich vorlagen. Nach § 16a S. 1 EnWG gelten

diese Bestimmungen für Betreiber von Gasverteilernetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gasversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind.

Da die Leistungspflichten der Netzbetreiber in einer derartigen Situation ruhen, sollte für eine zivilrechtliche Haftung der Netzbetreiber gegenüber Netzkunden und Letztverbrauchern auch jenseits der in § 16 Abs. 3 S. 3 EnWG angesprochenen Vermögensschäden grundsätzlich kein Raum bestehen, weshalb die Regulierungskammer nicht zwingend voraussetzt, dass für die Regelung in Tenorziffer 1 c) überhaupt ein praktischer Anwendungsfall besteht. Um den Netzbetreibern gleichwohl letzte Unsicherheiten zu nehmen, welche sie von notwendigen Maßnahmen zur Krisenvorsorge oder gar zur akuten Krisenbewältigung abhalten könnten, stuft die Regulierungskammer Kosten aus eventuell entstehenden Haftungsfällen als volatile Kosten ein und sichert somit ihre Refinanzierung über die Netzentgelte. Die Volatilität der Kosten ergibt sich daraus, dass eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems (jedenfalls nach den bisher geltenden Maßstäben) nicht als Normalsituation im Netzbetrieb betrachtet werden kann und Kosten für Schadensersatzleistungen, welche aus Gegenmaßnahmen resultieren, kein jährlich in vergleichbarer Weise wiederkehrender Sachverhalt sind, welcher mit dem Budgetprinzip der Anreizregulierung sinnvoll abgebildet werden kann.

Zur Vermeidung von Missverständnissen wird klargestellt, dass mit diesem Beschluss in keiner Weise eigenständige zivilrechtliche Anspruchsgrundlagen für Schadensersatzansprüche begründet werden (was auch deutlich jenseits der Befugnisse der Regulierungskammer läge). Gegenstand des Beschlusses ist ausschließlich die regulatorische Behandlung von Kosten aus Inanspruchnahmen, soweit die Netzbetreiber sich trotz der umfassenden gesetzlichen Haftungsfreistellung einer solchen ausgesetzt sehen sollten.

Gegenstand dieses Beschlusses ist ferner nicht die grundsätzliche Anerkennungsfähigkeit der Kosten, sondern lediglich ihre Einstufung als volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV. Das bedeutet (wie auch bei allen anderen volatilen Kostenarten), dass entsprechende Kosten nicht in jedem Falle in den Erlösobergrenzen berücksichtigungsfähig sein müssen, sondern nur, soweit sie betriebsnotwendig sind. Die Regulierungskammer geht davon aus, dass Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 S. 1 ggf. i.V.m. § 16a S. 1 EnWG grundsätzlich immer betriebsnotwendig

sind, soweit es sich nicht um Fälle von vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzungen handelt. Dementsprechend gilt auch für eventuell daraus resultierende Haftungsfälle nichts Anderes. Soweit Tenorziffer 1 c) auf einfache Fahrlässigkeit begrenzt ist, kann daraus selbstverständlich nicht im Umkehrschluss abgeleitet werden, dass Fälle mit schwereren Verschuldensgraden stattdessen als beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten anerkannt würden. Zudem gelten wegen der häufig unübersichtlichen Kausalverläufe in Schadensfällen und wegen der bereits angesprochenen grundsätzlichen Zweifelhafteit einer zivilrechtlichen Verantwortlichkeit der Netzbetreiber erhöhte Nachweisanforderungen. Außer in offensichtlichen Fällen erachtet die Regulierungskammer im Rahmen der Prüfung der Ist-Kosten im Regulierungskontoverfahren in der Regel ein wenigstens erstinstanzliches Urteil gegen den Netzbetreiber als notwendigen Beleg dafür, dass tatsächlich eine Haftung besteht. In Zweifelsfällen kann ein sachgerechtes Vorgehen mit der Regulierungskammer abgestimmt werden. Die im Rahmen der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenzen zunächst anzusetzenden Planansätze können und müssen naturgemäß noch nicht mit Nachweisen hinterlegt sein, sondern lediglich angemessen plausibilisiert werden. Anerkennungsfähig sind alle erfolgswirksamen Vorgänge in der Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers, welche im Zusammenhang mit den betreffenden Schadensersatzansprüchen stehen, also auch Zuführungen zu und Auflösungen von entsprechenden Rückstellungen, soweit diese handelsrechtlich zu bilden sind. Auch die Anerkennung von Rückstellungszuführungen bedarf zunächst lediglich einer Plausibilisierung; die beschriebene Nachweispflicht greift insoweit erst bei Verbräuchen bzw. unterlassenen Auflösungen.

Die volatile Kostenposition umfasst auch Gerichts- und notwendige Rechtsanwaltskosten, die aus der Geltendmachung entsprechender Ansprüche gegen die Netzbetreiber resultieren.

Die Anpassung der Erlösobergrenzen aufgrund einer Änderung der volatilen Kostenanteile erfolgt nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 Hs. 2 ARegV für das Kalenderjahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Im nachträglichen Plan/Ist-Abgleich im Zuge der Regulierungskontoprüfung festgestellte Differenzen werden gem. § 5 Abs. 3 S. 2 ARegV annuitätisch über drei Kalenderjahre verteilt. Die Verteilung beginnt gem. § 5 Abs. 3 S. 3 ARegV jeweils im übernächsten Jahr nach Antragstellung. Eine Verän-

derung dieser zeitlichen Abläufe kann im Rahmen einer Festlegung bestimmter volatiler Kostenanteile nicht erfolgen. Sie werden durch die ARegV verbindlich vorgegeben und stehen nicht zur Disposition der Regulierungskammer. Eine Tenorierung des Plan/Ist-Abgleichs im Regulierungskonto bedarf es im Übrigen nicht. Nach Auffassung der Regulierungskammer ist offensichtlich, dass die Bezugnahme auf eine Festlegung nach § 34 Abs. 1 Nr. 4a ARegV in § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV lediglich der Erfassung von allen Kostenanteilen dient, die per Festlegung als volatil eingestuft wurden, zumal § 34 Abs. 1 Nr. 4a ARegV eine darüberhinausgehende Befugnis zur Regelung des Regulierungskontos überhaupt nicht enthält. Dem Sinn und Zweck nach findet der Plan/Ist-Abgleich ex lege auf alle festgelegten volatilen Kosten Anwendung, da andernfalls keinerlei Überprüfung der angesetzten Plankosten gewährleistet wäre.

Die Regelung in Tenorziffer 1 c) gilt auch, wenn ein vorgelagerter Netzbetreiber einem nachgelagerten Netzbetreiber Kosten aus der Begleichung entsprechender Ansprüche erstattet und diese als eigene volatile Kosten geltend macht; der nachgelagerte Netzbetreiber kann insoweit keine volatilen Kosten geltend machen. Die Regulierungskammer würde es als sachgerecht erachten, wenn die Netzbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch machen und Kosten aus Haftungsfällen durch entsprechende Vereinbarungen an die vorgelagerten Netzbetreiber weiterreichen. Da diese Kosten in einer Maßnahme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für das Marktgebiet als Ganzes wurzeln, sollten sie auch über das Briefmarkensystem der Fernleitungsnetzentgelte auf alle Kunden im Marktgebiet allokiert werden. Verpflichten kann sie die Netzbetreiber zu einer solchen Vereinbarung mangels entsprechender Rechtsgrundlage allerdings nicht.

Die Ausführungen zur rückwirkenden Anordnung der Festlegung zum 01.01.2021 unter dem Punkt 3.2 gelten für Tenorziffer 1 Buchstabe c) entsprechend.

### **3.5. Kosten aus Schadensersatzansprüchen aus der Einspeisung von nicht regelkonformem Gas**

Durch Tenorziffer 1 d) werden Kosten aus Schadensersatzansprüchen als volatile Kosten eingestuft, die aus der Einspeisung von Gas in deutsche Gasversorgungsnetze resultieren, welches nicht den Bestimmungen des DVGW Arbeitsblatts G 260 entspricht.

Seit Beginn der russischen Invasion in die Ukraine bemüht sich die Bundesrepublik Deutschland um eine stärkere Diversifizierung der Gasquellen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. In diesem Zusammenhang wird auch die Einspeisung odorierten Gases in das deutsche Fernleitungsnetz, z.B. aus Frankreich, diskutiert. Ob es sich dabei bereits um eine Maßnahme nach § 16 Abs. 2 S. 1 EnWG handelt, gilt zum Zeitpunkt dieses Festlegungsverfahrens als rechtlich ungeklärt. Die Regulierungskammer hat sich deshalb entschlossen, diesen Sachverhalt gesondert zu adressieren.

Auch insoweit soll die Einstufung als volatile Kosten durch die Regulierungskammer primär dazu dienen, Unsicherheiten zu bereinigen, welche der Umsetzung notwendiger Maßnahmen im Wege stehen können. Grundsätzlich ist bereits fraglich, ob die Einspeisung von odoriertem Gas überhaupt geeignet ist, zivilrechtlich einen Schadensersatzanspruch auszulösen. Für gewöhnlich sollte der etwas höhere Schwefelgehalt bei handelsüblichen Gasverbrauchsgeräten keine Schwierigkeiten verursachen, sodass nur bei einigen wenigen hochspezifischen Gasanwendungen im industriellen Bereich überhaupt eine Benachteiligung von Anschlusskunden in Betracht kommt. Auch der im französischen Gas höhere Sauerstoffgehalt sollte nach vorliegendem Kenntnisstand für Verbrauchsgeräte unschädlich sein. Probleme können hinsichtlich des Sauerstoffs aber offenbar im Zusammenhang mit Speicheranlagen entstehen, wenngleich das genaue Risiko in Ermangelung einschlägiger Untersuchungen schwer einzuschätzen ist. Insoweit setzt die Regulierungskammer voraus, dass die Netzbetreiber alles ihnen Mögliche unternehmen, um dieses Risiko zu minimieren. Dies bedeutet z.B., dass betroffene Gasflüsse nach Möglichkeit physikalisch nicht in Netzgebiete gelenkt werden, in welchen sich potentiell empfindliche Anschlusskunden bzw. Speicheranlagen befinden oder zuvor in ausreichendem Maße mit anderen Gasmengen vermischt werden. Soweit dies nicht möglich ist, sind die Netzbetreiber gehalten, ihre Anschlusskunden zumindest rechtzeitig mit allen verfügbaren Informationen über die Beschaffenheit der sie erreichenden Gasmengen zu versorgen, um ihnen entsprechende Reaktionen zur Schadensvermeidung zu ermöglichen. Dies gilt insbesondere gegenüber Speicherbetreibern, wenn das antransportierte Gas übermäßige Sauerstoffkonzentrationen aufweist. Entsprechend sollte, soweit vertretbar, gegenüber industriellen Gasabnehmern verfahren werden, sofern An-

lass zu der Vermutung besteht, dass dort vorhandene Verbrauchsgeräte ausnahmsweise in nachteiliger Weise durch erhöhte Konzentrationen an Odoriermittel oder Sauerstoff beeinflusst werden können. Nicht verlangt wird hingegen, dass schon die Einspeisung entsprechenden Gases in das deutsche Marktgebiet unterlassen wird, solange nicht aufgrund neuer Erkenntnisse von einer erheblichen Wahrscheinlichkeit unverhältnismäßiger Schadensrisiken ausgegangen werden muss.

Die Regelung ist nicht auf odoriertes Gas und erhöhte Sauerstoffkonzentrationen beschränkt, sondern umfasst jegliche Abweichung vom DVGW Arbeitsblatt G 260. Dies soll weitere Problemkonstellationen auffangen, welche zum Zeitpunkt dieses Festlegungsverfahrens möglicherweise noch nicht ersichtlich sind. Der Regulierungskammer sind keine weiteren Abweichungen in der stofflichen Zusammensetzung französischer oder sonstiger für den Import nach Deutschland in Betracht kommender ausländischer Gase bekannt, aus welchen sich Schwierigkeiten ergeben könnten.

Gegenstand der Regelung ist ausschließlich die regulatorische Behandlung von Kosten aus Schadensersatzansprüchen. Dieser Beschluss ist in keinem Falle als eine Ermächtigung zu verstehen, nach Belieben Gas mit von den deutschen Regelungen abweichenden Spezifikationen in das deutsche Gasversorgungsnetz einzuspeisen. Der Beschluss setzt vielmehr voraus, dass ein solches Vorgehen aufgrund der besonderen krisenhaften Situation ausnahmsweise geboten ist, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die Ausführungen zur rückwirkenden Anordnung der Festlegung zum 01.01.2021 unter dem Punkt 3.2 gelten für Tenorziffer 1 Buchstabe d) entsprechend.

Die Regelung ist zeitlich bis zum 30.09.2026 begrenzt. Dies entspricht der Vorgehensweise der für die Fernleitungsnetzbetreiber an den Grenzübergangspunkten zuständigen Bundesnetzagentur, die durch ihren Beschluss vom 26.04.2024 die zeitliche Begrenzung der Einstufung von Schadensersatzkosten aus der Einspeisung nicht regelkonformen Gases in das deutsche Fernleitungsnetz als volatile Kostenanteile über den 31.03.2024 hinaus bis zum Ablauf des Gaswirtschaftsjahres 2025/2026 verlängert hat.

Hintergrund ist, dass es hinreichend plausibel erscheint, dass hierunter fallende Gas-mengen aus Frankreich noch bis zu diesem Zeitpunkt zur Absicherung der nationalen Versorgungssicherheit benötigt werden könnten.

Die Regulierungskammer hat sich daher im Rahmen ihres Ermessens dazu entschieden, die als Ausnahmeregime angelegte Regelung bis zum Ende des Gaswirtschaftsjahres 2025/2026 bzw. 30.09.2026 zur Geltung zu bringen; insoweit wird die Versorgungssicherheit als gewichtiges Gut erachtet, so dass damit beabsichtigt ist, die entsprechenden Risiken so gering wie möglich zu halten. Die Netzbetreiber sind gehalten, alle ihnen zur Verfügung stehenden Mittel zu nutzen, um die tatsächliche Entstehung von Schäden bei Anschlusskunden zu unterbinden.

Die Regulierungskammer behält sich eine Verlängerung der Regelung vor, sofern dies nach den Umständen angezeigt sein sollte.

In räumlicher Hinsicht waren primär mögliche Einspeisungen über den Grenzübergangspunkt Medelsheim ausschlaggebend für die Erwägungen der Regulierungskammer. Soweit am Grenzübergangspunkt Wallbach ausnahmsweise odorisierte Gas-mengen zur Stärkung der Versorgungssicherheit eingespeist werden, weil die Kapazitäten der dortigen Deodorierungsanlage nicht ausreichend oder bereits ausgelastet sind, sind diese jedoch nicht anders zu behandeln. Weitere Möglichkeiten zur Einspeisung solchen Gases sind für die Regulierungskammer nicht ersichtlich, würden ggf. aber ebenfalls der Regelung unterfallen.

Auch wenn die Einspeisung ins Fernleitungsnetz erfolgt, kann sie Auswirkungen auf nachgelagerte Verteilernetze haben. Sofern dort nicht die Möglichkeit besteht, die eigene Odorierung flexibel an die veränderte Zusammensetzung des übernommenen Gases anzupassen, besteht die Möglichkeit einer Überodorierung mit größeren Schwefelmengen als vorgesehen oder einer Vermischung unterschiedlicher Odoriermittel auf Schwefel- und auf einer anderen chemischen Basis. Auch erhöhte Sauerstoffkonzentrationen werden an nachgelagerte Verteilernetzbetreiber weitergegeben, was insbesondere für solche Verteilernetzbetreiber relevant sein kann, an deren Netz Gasspeicher angeschlossen sind.

Die Ausführungen zur erhöhten Nachweispflicht durch gerichtliche Bestätigung der Ansprüche, zur Berücksichtigung erfolgswirksamer Vorgänge einschließlich Rückstellungsbildung und -auflösung sowie zur Überleitung von Kosten auf vorgelagerte Netzbetreiber unter Punkt 3.4 gelten für Tenorziffer 1 d) entsprechend.

### **III. Kosten**

Die in diesem Beschluss getroffenen Entscheidungen ergehen nach Tenorziffer 3 auf Grund § 91 Abs. 1 Satz 3 EnWG kostenfrei. Die Regulierungskammer hat sich aus Gründen der Verfahrensökonomie entschlossen, von der Möglichkeit einer Gebührenerhebung nach § 91 Abs. 1 Satz 4 EnWG keinen Gebrauch zu machen.

### **IV. Öffentliche Bekanntmachung**

Da die Festlegung gegenüber allen Gasnetzbetreibern im Zuständigkeitsbereich der Regulierungskammer erfolgt, die gemäß § 1 ARegV der Geltung der Anreizregulierung unterworfen sind, nimmt die Regulierungskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens anstelle der individuellen Zustellung eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Regulierungskammer Niedersachsen im Niedersächsischen Ministerialblatt bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Niedersächsischen Ministerialblatt zwei Wochen verstrichen sind.

## Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Celle, Schloßplatz 2, 29221 Celle, einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Jens Warlitz  
- Vorsitzender -

Torsten Berg  
- Beisitzer -

Franziska Otto  
- Beisitzerin -