



- Beschlusskammer 7 -

Beschluss

Az.: BK7-24-01-007

In dem Verwaltungsverfahren

wegen Kapazitätsregelungen und Abwicklung des Netzzugangs im Gassektor - KARLA
Gas 2.0

Verfahrensbeteiligte:

EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Durlacher Alle 93, 76131 Karlsruhe, vertreten durch den
Vorstand,

Beigeladene,

hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post
und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus
Müller,

durch ihre Vorsitzende Anne Zeidler,
ihren Beisitzer Dimitri Wenz
und ihre Beisitzerin Claudia Aubel

am 12.09.2025 beschlossen:

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen

Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ 0228 14-0

Telefax Bonn
0228 14-8872

E-Mail
poststelle@bnetza.de
Internet
<http://www.bundesnetzagentur.de>

Bitte neue Bankverbindung beachten!
Bundeskasse Weiden
Dt. Bundesbank – Filiale Regensburg
BIC: MARKDEF1750
IBAN: DE08 7500 0000 0075 0010 07

1. Hinsichtlich der vertraglichen Ausgestaltung der Ein- und Ausspeiseverträge für den Netzzugang zu leitungsgebundenen Gasversorgungsnetzen gelten die folgenden allgemeinen Vorgaben:
 - a) In Ein- und Ausspeiseverträgen sind die Rechte und Pflichten, die den Netzzugang betreffen, einschließlich des zu entrichtenden Entgelts, zu regeln.
 - b) Transportkunden sind gegenüber dem Ein- und Ausspeisenetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, einen Ein- und Ausspeisevertrag für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen abzuschließen. Die Verpflichtung gilt nicht, wenn der Transportkunde ausschließlich den Handel mit Gas am Virtuellen Handelspunkt des Marktgebiets beabsichtigt.
 - c) Transportkunden haben sich bei den Betreibern von Gasversorgungsnetzen, mit denen sie Ein- und Ausspeiseverträge abschließen wollen, zu registrieren. Dabei kann der jeweilige Netzbetreiber die Angabe der Anschrift des Transportkunden oder eines Vertreters fordern. Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen können, etwa über eine zentrale Registrierungsseite, eine gemeinsame Registrierung (one-stop-shop Registrierung) für den Abschluss von Ein- und Ausspeiseverträgen im Marktgebiet vorsehen.
 - d) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben den Ein- und Ausspeiseverträgen allgemeine Geschäftsbedingungen zugrunde zu legen; diese müssen Mindestangaben enthalten über
 - aa) die Nutzung der Ein- oder Ausspeisepunkte;
 - bb) die Abwicklung des Netzzugangs, der Buchung von Kapazität und der Nominierung, insbesondere über den Zeitpunkt, bis zu dem eine Nominierung vorgenommen werden muss und inwieweit nachträgliche Änderungen der Nominierungen möglich sind, sowie über ein Nominierungsersatzverfahren;
 - cc) die Gasbeschaffenheit und Drücke des Gases im Netz;
 - dd) die Leistungsmessung oder über ein Standardlastprofilverfahren;
 - ee) den Daten- und Informationsaustausch zwischen Transportkunden und Netzbetreibern sowie dem Marktgebietsverantwortlichen, die bei elektronischem Datenaustausch auch die dafür zu verwendenden Formate und Verfahren festlegen;
 - ff) die Messung und Ablesung des Gasverbrauchs, es sei denn, es handelt sich um Messstellen, die von einem Dritten betrieben werden und den Gasverbrauch eines Letztverbrauchers messen;
 - gg) mögliche Störungen der Netznutzung und Haftung für Störungen;
 - hh) die Voraussetzungen für die Registrierung als Transportkunde;

- ii) die Kündigung des Vertrags durch den Netzbetreiber oder den Transportkunden;
- jj) den Umgang mit Daten, die vom Transportkunden im Rahmen des Vertrags übermittelt wurden;
- kk) die Abrechnung;
- ll) die Ansprechpartner beim Netzbetreiber für Fragen zu Ein- und Ausspeiseverträgen und ihre Erreichbarkeit;
- mm) die Voraussetzungen für die Erhebung einer Sicherheitsleistung in begründeten Fällen;
- nn) Regelungen betreffend die Freigabe von Kapazität nach Tenorziffer 7 lit. b).

2. Hinsichtlich der Abwicklung des Netzzugangs zu leitungsgelassenen Gasversorgungsnetzen im Marktgebiet wird festgelegt:

- a) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben im Rahmen einer Kooperationsvereinbarung Gas die Einzelheiten ihrer Zusammenarbeit zu regeln, die notwendig sind, um die Gewährung eines transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Netzzugangs zu angemessenen Bedingungen sicherzustellen.
- b) Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, von Transportkunden bereitgestellte Gasmengen an den vom Transportkunden benannten Einspeisepunkten des Marktgebiets zu übernehmen und an den vom Transportkunden benannten Ausspeisepunkten des Marktgebiets mit demselben Energiegehalt zu übergeben. Die Nämlichkeit des Gases braucht bei der Ausspeisung nicht gewahrt zu bleiben.
- c) Hinsichtlich der Gasbeschaffenheit gelten folgende Anforderungen:
 - aa) Der Transportkunde hat sicherzustellen, dass das zur Einspeisung anstehende Gas den allgemein anerkannten Regeln der Technik im Sinne des § 49 Absatz 2 und 3 des Energiewirtschaftsgesetzes entspricht und kompatibel im Sinne des lit. bb) ist.
 - bb) Die Kompatibilität des zur Einspeisung anstehenden Gases ist gegeben, wenn der Transportkunde das Gas an dem Einspeisepunkt mit einer Spezifikation entsprechend den zum Zeitpunkt der Einspeisung auf der Internetseite des Netzbetreibers veröffentlichten Eigenschaften des sich im aufnehmenden Netz befindlichen Gases zur Übergabe anstellt.
 - cc) Sind ungeachtet der Erfüllung der Kompatibilitätsanforderungen nach lit. bb) für die Übernahme des Gases in den relevanten Netzteilen Maßnahmen zum Druckausgleich oder zur Umwandlung des Gases zur Anpassung an die jeweiligen

Gegebenheiten und Verhältnisse auch aus Gründen der Anwendungstechnik erforderlich, so hat der Netzbetreiber diese zu ergreifen. Der Netzbetreiber trägt die Kosten für Maßnahmen nach Satz 1.

- dd) Ist die Kompatibilität im Sinne des lit. bb) des zur Einspeisung anstehenden Gases nicht gegeben, hat der Netzbetreiber, soweit technisch möglich und zumutbar, dem Transportkunden ein Angebot zur Herstellung der Kompatibilität zu Bedingungen zu unterbreiten, die den Anforderungen nach § 21 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechen. Ist dem Netzbetreiber ein solches Angebot unmöglich oder unzumutbar, muss der Netzbetreiber dies begründen.
- d) Fernleitungsnetzbetreiber haben im Marktgebiet frei zuordenbare Kapazität auf fester und unterbrechbarer Basis nach Maßgabe der Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052) anzubieten. Transportkunden ist es zu ermöglichen, Ein- und Ausspeisekapazität unabhängig voneinander, in unterschiedlicher Höhe und zeitlich voneinander abweichend zu buchen. Fernleitungsnetzbetreiber haben das Maximum an fester Kapazität, einschließlich bedingter Kapazität, das den Transportkunden unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs angeboten werden kann (technische Kapazität), für den Netzzugang zur Verfügung zu stellen; dabei gilt:
 - aa) Technische Kapazität ist in größtmöglichem Umfang als feste, frei zuordenbare Kapazität (FZK) anzubieten.
 - bb) Verbleibende technische Kapazität, die sich aufgrund netztechnischer Restriktionen nicht zum Angebot als FZK eignet, ist als bedingte Kapazität anzubieten.
- e) Nachgelagerte Netzbetreiber bestellen bei den ihrem Netz unmittelbar vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreibern feste Ausspeisekapazität an den Netzkopplungspunkten (interne Bestellung), um insbesondere die dauerhafte Versorgung von Letztverbrauchern mit Gas im eigenen und in den nachgelagerten Netzen zu gewährleisten. Tenorziffern 4 bis 8 finden auf interne Bestellungen keine Anwendung.
- f) Die kapazitätsbezogene Abwicklung von Transporten zwischen örtlichen Verteilernetzen erfolgt nach der Inanspruchnahme des vorgelagerten örtlichen Verteilernetzes durch das nachgelagerte örtliche Verteilernetz. Der nachgelagerte örtliche Verteilernetzbetreiber hat dem vorgelagerten örtlichen Verteilernetzbetreiber die zur Abwicklung von Transporten erforderliche Vorhalteleistung rechtzeitig anzumelden.
- g) Für Letztverbraucher mit registrierender Lastgangmessung und einem in der Regel nicht planbaren, extrem hohen und extrem schwankenden Gasverbrauch kann der Ausspeisenetzbetreiber technische Ausspeisemeldungen und die Einhaltung technischer

Grenzen verlangen, soweit dies für die Systemintegrität des Ausspeisenetzes erforderlich ist und entsprechend vereinbart wurde.

h) Netzbetreiber sind verpflichtet, mit Netzbetreibern, mit deren Netzen sie über einen Netzkopplungspunkt verbunden sind, Netzkopplungsverträge abzuschließen. Die Regelungen sind so zu gestalten, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Daten oder Informationen gewahrt ist.

aa) Netzkopplungsverträge müssen mindestens Regelungen zu Folgendem enthalten:

- (1) die notwendigen Informationen der Netzbetreiber untereinander zur Abwicklung von Transporten;
- (2) die technischen Kriterien des Netzkopplungspunkts, insbesondere Druck, Gasbeschaffenheit und technische Leistung des Netzkopplungspunktes;
- (3) den Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern;
- (4) die Messung und die Bereitstellung der Messergebnisse;
- (5) die Nominierung oder alternative Verfahren;
- (6) die Bedingungen für die Einstellung oder Reduzierung der Gasbereitstellung oder Gasübernahme.

bb) Die Netzbetreiber richten untereinander Netzkopplungskonten an ihren Netzkopplungspunkten ein, die gewährleisten, dass für Stationsstillstandszeiten sowie bei Gasflussrichtungswechsel, minimalem Gasfluss oder Messungenauigkeiten die Transportverträge unterbrechungsfrei erfüllt werden. Die Netzkopplungskonten können auch zur Bereitstellung und Entgegennahme von interner Regelenergie genutzt werden. Ein Netzkopplungskonto umfasst zumindest drei Stundenmengen der Stationskapazität.

3. Hinsichtlich der Ermittlung technischer Kapazität der leitungsgebundenen Gasversorgungsnetze wird festgelegt:

- a) Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die technische Kapazität unter Beachtung der Vorgaben nach Tenorziffer 2 lit. d) zu ermitteln. Sie ermitteln für alle Einspeisepunkte die Einspeisekapazität und für alle Ausspeisepunkte die Ausspeisekapazität.
- b) Die erforderlichen Berechnungen von Ein- und Ausspeisekapazität in einem Marktgebiet erfolgen auf der Grundlage von Lastflusssimulationen nach dem Stand der Technik, die auch netz- und marktgebietsüberschreitende Lastflüsse berücksichtigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen dabei insbesondere die historische und

prognostizierte Auslastung der Kapazität sowie die historische und prognostizierte Nachfrage nach Kapazität sowie Gegenströmungen auf Basis der wahrscheinlichen und realistischen Lastflüsse. Die Fernleitungsnetzbetreiber und die Betreiber nachgelagerter Netze haben bei der Kapazitätsberechnung und der Durchführung von Lastflusssimulationen mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die technische Kapazität zu maximieren. Hierzu haben sie sich unverzüglich gegenseitig alle erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen.

4. Für den Zugang zu Fernleitungsnetzen werden die nachfolgenden besonderen Vorgaben für die vertragliche Ausgestaltung der Ein- und Ausspeiseverträge, das Angebot und die Zuweisung von Kapazität festgelegt:
 - a) Fernleitungsnetzbetreiber haben Transportkunden standardisierte Ein- und Ausspeiseverträge anzubieten, durch die Kapazitätsrechte des Transportkunden an Ein- und Ausspeisepunkten des entry-exit Systems des Marktgebiets begründet werden. Sie haben hierzu gleichwertige vertragliche Bedingungen aufzustellen und zu veröffentlichen, die den Ein- und Ausspeiseverträgen ohne Diskriminierung zugrunde gelegt werden. Diese können im Rahmen einer Kooperationsvereinbarung Gas und unter angemessener Beteiligung der Marktakteure sowie der Bundesnetzagentur erarbeitet werden. Diese vertraglichen Bedingungen sind der Bundesnetzagentur vorzulegen und gelten als genehmigt, sofern die Bundesnetzagentur sie nicht innerhalb von drei Monaten beanstandet.
 - b) Hinsichtlich der Laufzeiten und Vergabe von Kapazität gelten die folgenden Vorgaben:
 - aa) Fernleitungsnetzbetreiber haben feste und unterbrechbare Kapazität nach Maßgabe der Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052) auf Jahres-, Quartals-, Monats- und Tagesbasis sowie untertägiger Basis anzubieten.
 - bb) Fernleitungsnetzbetreiber haben Ein- und Ausspeisekapazität an einem beliebigen Ein- und Ausspeisepunkt über eine Kapazitätsbuchungsplattform zu vergeben (Primärkapazitätsbuchungsplattform).
 - cc) Fernleitungsnetzbetreiber haben Einspeisekapazität an unterschiedlichen Einspeisepunkten zu Einspeisezonen zusammenzufassen, die es ermöglichen, eine Einspeisung von Gas auf der Basis einer Einspeisekapazitätsbuchung an einem einzigen Einspeisepunkt vorzunehmen, soweit dies strömungsmechanisch möglich ist. Satz 1 ist auf Ausspeisekapazität entsprechend anwendbar. Ist insbesondere aus Gründen der Strömungsmechanik ein Angebot nach Satz 1 und 2 nicht möglich,

haben die Fernleitungsnetzbetreiber in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um ein Angebot nach Satz 1 und 2 zu ermöglichen.

- c) Für Kopplungspunkte, virtuelle Kopplungspunkte sowie Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländer gelten zusätzlich folgende Vorgaben:
- aa) Tenorziffer 5 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 wird wie folgt geändert:
- (1) Nach dem Wort „Regelungen“ werden die Wörter „des Netzkodex Kapazitätszuweisung“ ersetzt durch den Passus „der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung)“. Zudem wird nach dem Wort „gelten“ der Passus „ab dem 01.11.2015“ gestrichen.
 - (2) Hinweis: Die insoweit geänderte Tenorziffer 5 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ lautet:

„5. Die Regelungen der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) gelten auch für Einspeisepunkte aus Drittländern sowie für Ausspeisepunkte in Drittländer im Sinne von Art. 2 Abs. 1 S. 2 Netzkodex Kapazitätszuweisung.“
- bb) Tenorziffer 4 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 wird wie folgt geändert:
- (1) In Satz 1 wird nach dem Wort „verpflichtet,“ der Passus „ab dem 01.11.2015“ gestrichen. Zudem werden nach dem Wort „Kopplungspunkt“ ein Komma und die Wörter „virtuellen Kopplungspunkt und jedem Ein- und Ausspeisepunkt aus und in Drittländer“ sowie nach den Wörtern „Art. 8 Abs. 7“ die Wörter „Netzkodex Kapazitätszuweisung in der Fassung“ gestrichen.
 - (2) In Satz 2 werden nach dem Wort „Kopplungspunkte“ ein Komma und die Wörter „virtuellen Kopplungspunkte sowie Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländer“ eingefügt.
 - (3) Hinweis: Die insoweit geänderte Tenorziffer 4 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ lautet:

„4. Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, an jedem Kopplungspunkt, virtuellen Kopplungspunkt und jedem Ein- und Ausspeisepunkt aus und in Drittländer 20 Prozent der technischen Kapazität zurückzuhalten und gemäß Art. 8 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) anzubieten, sofern die verfügbare Kapazität zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Festlegung gleich oder größer als der

zurückzuhaltende Anteil der technischen Kapazität ist. Hiermit wird für alle Kopplungspunkte, virtuellen Kopplungspunkte sowie Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländer der genaue Anteil der für Quartals- und Jahresauktionen zurückzuhaltenden Kapazität gemäß Art. 8 Abs. 9 Netzkodex Kapazitätszuweisung genehmigt.“

cc) Tenorziffer 2 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 wird wie folgt geändert:

- (1) In Satz 1 wird nach dem Wort „werden“ der Passus „mit Wirkung zum 01.11.2015“ gestrichen. Zudem wird nach den Wörtern „im Sinne von“ der Passus „Art. 3 Ziff. 10 Netzkodex Kapazitätszuweisung“ durch den Passus „Art. 3 Nr. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung)“ ersetzt.
- (2) Nach dem neu eingefügten Passus „Art. 3 Nr. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung)“ werden ein Komma und die Wörter „virtuelle Kopplungspunkte im Sinne von Art. 3 Nr. 23 Netzkodex Kapazitätszuweisung sowie für Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländer“ eingefügt.
- (3) Hinweis: Die insoweit geänderte Tenorziffer 2 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ lautet:

„2. Die Betreiber von Fernleitungsnetzen (im Weiteren: Fernleitungsnetzbetreiber) werden verpflichtet, in neu abzuschließende Kapazitätsverträge für Kopplungspunkte im Sinne von Art. 3 Nr. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung), virtuelle Kopplungspunkte im Sinne von Art. 3 Nr. 23 Netzkodex Kapazitätszuweisung sowie für Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländer die in der Anlage („Standardvertragsklauseln Gas“) festgelegten Regelungen aufzunehmen und bereits abgeschlossene Kapazitätsverträge an die in der Anlage festgelegten Regelungen anzupassen.“

dd) Inhaber unterbrechbarer Kapazität oder Kapazität mit unterbrechbaren Anteilen können bei einer Versteigerung von festen Kapazitätsprodukten Gebote abgeben, um ihre Kapazität in feste Kapazitätsprodukte oder Kapazitätsprodukte mit geringeren unterbrechbaren Anteilen umzuwandeln. Ist der Inhaber der Kapazität bei der Versteigerung nicht erfolgreich, behält er seine ursprüngliche Kapazität.

d) Für Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Gasspeicheranlagen gelten zusätzlich folgende Vorgaben:

- aa) Fernleitungsnetzbetreiber haben Ein- und Ausspeisekapazität aus und in Gasspeicheranlagen mittels Auktionen zu vergeben.
- bb) Das Verfahren für die Auktionen muss den Vorgaben für Auktionen an Kopplungspunkten, virtuellen Kopplungspunkten sowie Ein- und Ausspeisepunkten aus und in Drittländer entsprechen. Kapitel III der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) gilt entsprechend. Die Einführung konkurrierender Kapazitätsvergaben bedarf der vorherigen Genehmigung durch die Bundesnetzagentur.
- cc) Tenorziffer 4a. der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 in der Fassung der Festlegung vom 06.12.2018 (BK7-18-087) wird wie folgt geändert:
- (1) In Satz 1 wird der Passus „i.V.m. § 13 Abs. 1 S. 4 GasNZV“ gestrichen. Zudem wird nach den Wörtern „Art. 8 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/459“ der Passus „der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zu Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 („Netzkodex Kapazitätszuweisung“)" durch die Wörter „(Netzkodex Kapazitätszuweisung)“ ersetzt.
 - (2) In Satz 2 wird der Passus „i.V.m. § 13 Abs. 1 S. 4 GasNZV“ durch den Passus „i.V.m. Tenorziffer 4 lit. d) bb) der Festlegung „KARLA Gas 2.0“ (BK7-24-01-007)“ ersetzt.
 - (3) Hinweis: Die insoweit geänderte Tenorziffer 4a. der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 in der Fassung der Festlegung vom 06.12.2018 (BK7-18-087) lautet:
 „4a. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, an jedem Einspeisepunkt von sowie an jedem Ausspeisepunkt zu Speicheranlagen 20 Prozent der technischen Kapazität zurückzuhalten und gemäß Art. 8 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) anzubieten, sofern die verfügbare Kapazität gleich oder größer als der zurückzuhaltende Anteil der technischen Kapazität ist. Hiermit wird für alle Ein- und Ausspeisepunkte von und zu Speicheranlagen der genaue Anteil der für Quartals- und Jahresauktionen zurückzuhaltenden Kapazität gem. Art. 8 Abs. 9 Netzkodex Kapazitätszuweisung i.V.m. Tenorziffer 4 lit. d) bb) der Festlegung „KARLA Gas 2.0“ (BK7-24-01-007) genehmigt.“
- dd) Inhaber unterbrechbarer Kapazität oder Kapazität mit unterbrechbaren Anteilen können bei einer Versteigerung von festen Kapazitätsprodukten Gebote abgeben, um

ihre Kapazität in feste Kapazitätsprodukte oder Kapazitätsprodukte mit geringeren unterbrechbaren Anteilen umzuwandeln. Ist der Inhaber der Kapazität bei der Versteigerung nicht erfolgreich, behält er seine ursprüngliche Kapazität.

e) Für Einspeisepunkte aus LNG-Anlagen gilt zusätzlich folgende Vorgabe:

Die Kapazität des Fernleitungsnetzes wird in der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen vergeben.

f) Für Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern sowie Einspeisepunkte zur Einspeisung aus Produktionsanlagen sowie aus Anlagen zur Einspeisung von Biogas gelten zusätzlich folgende Vorgaben:

aa) Die Kapazität des Fernleitungsnetzes wird in der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen vergeben.

bb) Die Kapazität kann vom angeschlossenen Letztverbraucher oder vom Betreiber von Produktionsanlagen oder von Anlagen zur Einspeisung von Biogas gebucht werden.

5. Hinsichtlich des Handels mit Transportrechten im Fernleitungsnetz gilt:

a) Transportkunden dürfen Ein- und Ausspeisekapazität an Dritte weiterveräußern oder diesen zur Nutzung überlassen (Sekundärkapazität).

b) Die Weiterveräußerung oder Nutzungsüberlassung erfolgt ausschließlich unter Nutzung der Kapazitätsbuchungsplattform, über welche die Primärkapazität vergeben wird.

c) Die Entgelte für gehandelte Ein- und Ausspeisekapazität dürfen die ursprünglich für die entsprechende Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlenden Entgelte nicht wesentlich überschreiten.

6. Hinsichtlich der Verwendung von Kapazitätsbuchungsplattformen gilt:

a) Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Vergabe von Ein- und Ausspeisekapazität nach Tenorziffer 4 lit. b) bb) sowie für den Handel von Sekundärkapazität nach Tenorziffer 5 lit.

a) eine oder eine begrenzte Anzahl gemeinsamer Kapazitätsbuchungsplattformen einzurichten und zu betreiben oder durch einen vereinbarten Dritten betreiben zu lassen, über die die Kapazität vergeben beziehungsweise gehandelt wird.

b) Die Kosten für die Einrichtung und den Betrieb der Kapazitätsbuchungsplattform sind von den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern anteilig zu tragen

c) Tenorziffer 3 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird nach dem Wort „Kapazitäten“ der Passus „ab dem 01.11.2015“ gestrichen. Zudem wird das Wort „Kopplungspunkte“ durch das Wort „Buchungspunkte“ ersetzt.

bb) Hinweis: Die insoweit geänderte Tenorziffer 3 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ lautet:

„3. Beabsichtigt ein Fernleitungsnetzbetreiber, Kapazitäten an einem oder mehreren seiner Buchungspunkte auf einer anderen als der bislang genutzten Plattform zu vergeben, so hat er dies der Beschlusskammer unverzüglich anzuzeigen. Die für den Ablauf der Auktionen sowie die für den Zugang zu der neuen Plattform geltenden Rahmenbedingungen hat er anhand geeigneter Unterlagen in deutscher Sprache zu dokumentieren. Die Anzeige hat spätestens drei Monate vor dem beabsichtigten Start der ersten Kapazitätsvergabe auf der neuen Plattform zu erfolgen.“

d) Auf der Kapazitätsbuchungsplattform sind alle Angebote gleichartiger Kapazität und Nachfragen nach gleichartiger Kapazität für die Transportkunden transparent zu machen. Die Anonymität des Handelsvorgangs gegenüber Anbietenden, Nachfragenden und Dritten muss gewährleistet sein. Transportkunden müssen nach Tenorziffer 1 lit. c) registriert sein, um am Handel auf der Kapazitätsbuchungsplattform teilzunehmen.

e) Die Betreiber der Plattformen nach Tenorziffer 6 lit. a) haben einen Internetauftritt einzurichten, um Transportkunden eine massengeschäftstaugliche Abwicklung des Erwerbs von Primär- und Sekundärkapazität zu ermöglichen.

7. Hinsichtlich des Umfangs und den Voraussetzungen von Engpassmanagementverfahren im Fernleitungsnetz wird festgelegt:

a) Ziffer 2.2. des Anhangs I der Verordnung (EU) 2024/1789 gilt auch für Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländer.

b) Für den Umgang mit ungenutzter Kapazität gelten folgende Vorgaben:

aa) Transportkunden sind bis zum Nominierungszeitpunkt verpflichtet, vollständig oder teilweise ungenutzte feste Kapazität unverzüglich als Sekundärkapazität anzubieten oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung zu stellen.

bb) Soweit der Transportkunde von ihm gebuchte feste Kapazität zum Nominierungszeitpunkt nicht oder nicht vollständig nominiert, ist der Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, diese Kapazität in dem nicht in Anspruch genommenen Umfang unter Berücksichtigung bestehender Renominierungsrechte

für den Folgetag als feste Kapazität anzubieten. Der Transportkunde, dessen Kapazität durch den Fernleitungsnetzbetreiber nach Satz 1 angeboten wurde, bleibt zur Zahlung der Ein- oder Ausspeiseentgelte verpflichtet.

- cc) Der Fernleitungsnetzbetreiber hat bei Vorliegen vertraglicher Engpässe gebuchte feste Kapazität mit einer Laufzeit von mindestens einem Jahr in dem Umfang zu entziehen, in dem der Transportkunde seine gebuchte feste Kapazität während drei Monaten innerhalb des zurückliegenden Kalenderjahres dauerhaft nicht in Anspruch genommen hat. Einer dieser drei Monate muss der Monat Oktober, November, Dezember, Januar, Februar oder März gewesen sein. Der Transportkunde kann der Entziehung widersprechen, wenn er
- (1) nachweist, dass er die Kapazität in Übereinstimmung mit Tenorziffer 5 auf dem Sekundärmarkt angeboten oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung gestellt hat,
 - (2) unverzüglich schriftlich oder elektronisch schlüssig darlegt, dass er die Kapazität in vollem Umfang weiterhin benötigt, um bestehende vertragliche Verpflichtungen, insbesondere aus Gasbezugs- oder Gaslieferverträgen, zu erfüllen, oder
 - (3) unverzüglich schriftlich oder elektronisch schlüssig darlegt, dass er über verschiedene vertragliche Gasbeschaffungsalternativen verfügt, für die Kapazität an unterschiedlichen Einspeisepunkten gebucht ist, die von ihm alternativ genutzt werden, und dass er die nicht benötigte Kapazität für den Zeitraum der Nichtnutzung im Umfang der Nichtnutzung auf dem Sekundärmarkt oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung gestellt hat.
- dd) Fernleitungsnetzbetreiber haben Informationen nach Tenorziffer 7 lit. b) bb) und cc) über einen Zeitraum von zwei Jahren aufzubewahren und der Regulierungsbehörde auf Anforderung zur Verfügung zu stellen. Auf Anforderung erbringt der Transportkunde den Nachweis nach Tenorziffer 7 lit. b) cc) (2) und (3) gegenüber der Regulierungsbehörde durch Vorlage von Kopien der entsprechenden vertraglichen Vereinbarungen. Transportkunden, denen Ein- und Ausspeisekapazität verweigert wurde, sind vom Fernleitungsnetzbetreiber auf Verlangen die Informationen nach Satz 1 unter Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen Dritter zur Verfügung zu stellen.
- c) Soweit sich die Kapazität nach Abschluss des Ein- oder Ausspeisevertrags aus technischen Gründen vermindert, reduziert sich die gebuchte Kapazität anteilig im

Verhältnis der von den Transportkunden gebuchten Kapazität. Die Gründe sind dem Transportkunden unverzüglich mitzuteilen.

8. Für Betreiber von Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen, Betreiber von Gaskraftwerken sowie Industriekunden, die nach Geltungsbeginn dieser Festlegung an ein Fernleitungsnetz angeschlossen werden sollen oder deren Anschlusskapazität an ein Fernleitungsnetz nach einer Erweiterung vergrößert werden soll, gelten folgende Bestimmungen:
 - a) Die in Tenorziffer 8 Satz 1 genannten Kundengruppen können im Rahmen der technischen Kapazität des Netzes, an das sie angeschlossen werden sollen, Ausspeisekapazität im Fernleitungsnetz reservieren, es sei denn, die Reservierung führt unter Berücksichtigung des bereits gebuchten Anteils der technischen Kapazität des betreffenden Fernleitungsnetzes zu einer Überschreitung der vom Fernleitungsnetzbetreiber ausgewiesenen technischen Kapazität. Satz 1 gilt entsprechend für Einspeisepunkte zur Einspeisung von Gas aus Speicher-, LNG- oder Produktionsanlagen in das betreffende Fernleitungsnetz. Reservierte Kapazität kann bereits vor dem Ende des Reservierungszeitraums nach Tenorziffer 8 lit. c) Satz 8 fest gebucht werden.
 - b) Für die Reservierung sind durch den Betreiber von Anlagen nach Tenorziffer 8 Satz 1 folgende Voraussetzungen zu erfüllen und gegenüber dem Fernleitungsnetzbetreiber nachzuweisen:
 - aa) Kurzbeschreibung des Anlagenkonzepts, der Erweiterungsmaßnahmen,
 - bb) Kurzdarstellung des aktuellen Stands des Genehmigungsverfahrens sowie
 - cc) Benennung des Zeitpunkts der ersten Gasabnahme.
 - c) Der Fernleitungsnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber von Anlagen im Sinne der Tenorziffer 8 Satz 1 innerhalb von zwei Wochen nach Eingang der Anfrage mitzuteilen, welche Unterlagen er für die weitere Prüfung der Anfrage benötigt und welche Kosten mit der Prüfung verbunden sind. Der Betreiber der Anlage teilt dem Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb von zwei Wochen nach Eingang des Prüfungsergebnisses mit, ob der Fernleitungsnetzbetreiber die notwendigen Prüfungen durchführen soll. Die Kosten für die Prüfung nach Satz 1 muss der Betreiber der Anlage tragen. Nach Eingang der vollständigen Unterlagen beim Fernleitungsnetzbetreiber hat dieser die Anfrage des Betreibers innerhalb von zwei Monaten zu prüfen und ihm das Ergebnis der Prüfung mitzuteilen. Ergibt die Prüfung, dass eine Reservierung von Kapazität auf Grund von nicht ausreichender technischer Kapazität im Fernleitungsnetz nicht möglich ist, hat der Betreiber einer Anlage im Sinne der Tenorziffer 8 Satz 1 keinen Anspruch auf Kapazitätsreservierung für den angefragten Ein- oder Ausspeisepunkt. Ist die

Reservierung im Rahmen der technischen Kapazität des Fernleitungsnetzes möglich, wird dem Betreiber der Anlage entsprechend seiner Anfrage Kapazität im Netz reserviert. Die Reservierung wird mit Zahlung der Reservierungsgebühr wirksam. Die Kapazitätsreservierung verfällt, wenn der Ein- oder Ausspeisepunkt nicht innerhalb von drei Jahren nach Zugang der Reservierungserklärung beim Fernleitungsnetzbetreiber fest gebucht wurde.

- d) Für die Reservierung zahlt der Betreiber einer Anlage im Sinne der Tenorziffer 8 Satz 1 eine Reservierungsgebühr an den Fernleitungsnetzbetreiber. Die Reservierungsgebühr beträgt 20% des für die Buchung an einem entsprechenden Ein- oder Ausspeisepunkt zum Zeitpunkt des Abschlusses der Reservierungsvereinbarung gültigen Referenzpreises im Sinne des Art. 3 Ziff. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 (NC TAR). Die vom Betreiber einer Anlage im Sinne der Tenorziffer 8 Satz 1 zu entrichtende Reservierungsgebühr wird auf das Entgelt angerechnet, das nach der festen Buchung der Kapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlen ist.
- e) Verfällt die Reservierungsgebühr nach Tenorziffer 8 lit. c) Satz 8, werden Erlöse aus den Reservierungsgebühren auf dem Regulierungskonto verbucht.

9. Die Tenorziffern 1 bis 8 finden ab dem 01.01.2026 Anwendung.

10. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

- 1 Das Verfahren betrifft den Erlass einer Festlegung für die Abwicklung des Netzzugangs zu leitungsgebundenen Gasversorgungsnetzen sowie die Ermittlung, das Angebot und die Zuweisung von Kapazität für den Zeitraum ab dem Außerkrafttreten der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV). Zudem wird die Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 in der Fassung der Festlegung vom 06.12.2018 (BK7-18-087) geändert.

Der EuGH stellte mit Urteil vom 02.09.2021 (C-718/18) zum vierten Klagegrund des Vertragsverletzungsverfahrens gegen die Bundesrepublik Deutschland fest, dass die normative Regulierung in Deutschland mit den Vorgaben der Energiebinnenmarkt Richtlinien (Richtlinie 2009/72/EG und Richtlinie 2009/73/EG, im Folgenden: Strom- und Gasrichtlinie) unvereinbar ist. Die Vorstrukturierung regulatorischer Entscheidungen durch die normativen Vorgaben der von der Bundesregierung auf Basis von § 24 des Energiewirtschaftsgesetzes alte Fassung (EnWG a.F.) erlassenen Rechtsverordnungen – hierzu zählt unter anderem die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) – stelle einen Verstoß gegen die in der Strom- und Gasrichtlinie enthaltenen Vorgaben

zur Unabhängigkeit und ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde dar. Der Gesetzgeber nahm dieses Urteil zum Anlass, um den nationalen Rechtsrahmen der Energieregulierung an die europarechtlichen Vorgaben anzupassen. Mit Artikel 1 des am 29.12.2023 in Kraft getretenen Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (BGBl. I 2023, Nr. 405) wurden der Bundesnetzagentur im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) weitreichende Festlegungsbefugnisse im Bereich der Entgelt- und Zugangsregulierung von Strom- und Gasnetzen eingeräumt. Zugleich bestimmte der Gesetzgeber in Artikel 15 Abs. 6 des genannten Gesetzes das Außerkrafttreten der GasNZV mit Ablauf des 31. Dezember 2025.

- 2 In diesem Zuge hat die Große Beschlusskammer die Zuständigkeit für die gegenständliche Festlegung am 19.04.2024 auf die Beschlusskammer 7 übertragen. Die Beschlusskammer hat das Verfahren am 08.05.2024 von Amts wegen eingeleitet. Es richtet sich an die Fernleitungsnetzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 5 EnWG, an die Verteilernetzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 8 EnWG sowie an die Transportkunden des § 3 Nr. 31f EnWG. Die Verfahreseinleitung ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (www.bundesnetzagentur.de) veröffentlicht worden.
- 3 Die Beschlusskammer hat mit der Verfahreseinleitung zugleich eine erste öffentliche Konsultation begonnen und den Adressaten sowie allen weiteren Marktbeteiligten Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Im Rahmen ihrer Einleitungsverfügung hat die Beschlusskammer die möglichen Festlegungsgegenstände skizziert, darunter die vertragliche Ausgestaltung der für den Netzzugang erforderlichen Ein- und Ausspeiseverträge, die Abwicklung des Netzzugangs im Marktgebiet, die Ermittlung technischer Kapazität einschließlich der hierfür erforderlichen Kooperation der Netzbetreiber, das Angebot und die Zuweisung von Kapazität sowie den Handel mit Transportrechten, Engpassmaßnahmen und die Reduzierung gebuchter Kapazität. Folgende Verbände, Interessensgruppen und Einzelunternehmen haben Stellung genommen, darunter auch die Beigeladene: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), ConocoPhillips (U.K.) Marketing and Trading Limited (ConocoPhillips), E.ON SE (E.ON), EFET Deutschland Verband Deutscher Energiehändler e.V. (EFET D), EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), German LNG Terminal GmbH (GLNG), Initiative Energien Speichern e.V. (INES), INEOS Energy Trading Limited (INEOS), RWE Supply & Trading GmbH (RWE ST), TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (TEN), Uniper SE (Uniper), Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI), VNG Handel & Vertrieb GmbH (VNG), Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK). Das Einleitungsdokument und die dazu eingegangenen 15 Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (www.bundesnetzagentur.de) abrufbar.

- 4 Mit Schreiben vom 18.07.2024 hat die Beigeladene die Beiladung zum Verfahren beantragt. Mit Beschluss vom 07.10.2024 (Az. BK7-24-01-007-B01) hat die Beschlusskammer die Beigeladene zu dem Verfahren hinzugezogen.
- 5 Unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen hat die Beschlusskammer einen konkreten Tenorierungsvorschlag entworfen und am 14.12.2024 zur weiteren Konsultation gestellt. Folgende Verbände, Interessensgruppen und Einzelunternehmen haben Stellungnahmen abgegeben, darunter auch die Beigeladene: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Creos Deutschland GmbH (Creos), E.ON SE (E.ON), EFET Deutschland Verband Deutscher Energiehändler e.V. (EFET D), EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), Uniper SE (Uniper). Das Konsultationsdokument und die dazu eingegangenen 7 Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (www.bundesnetzagentur.de) abrufbar.
- 6 Aufgrund der Vielzahl der Regelungsgegenstände werden die Inhalte der Stellungnahmen aus beiden Konsultationen an entsprechender Stelle der Begründung aufgegriffen.
- 7 Die Landesregulierungsbehörden, das Bundeskartellamt und der Länderausschuss sind am 10.05.2024 über die Einleitung des Verfahrens informiert worden. Die Beteiligung des Länderausschusses zur Herstellung des Benehmens sowie die Beteiligung des Bundeskartellamtes und der Landesregulierungsbehörden ist durch Übersendung des Beschlusssentwurfs am 04.08.2025 bzw. 05.08.2025 erfolgt. Das Benehmen mit dem Länderausschuss wurde am 21.08.2025 hergestellt.
- 8 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

- 9 Die Änderung der Festlegung ist formell wie materiell rechtmäßig. Insbesondere hat die Beschlusskammer von ihrem Ermessen pflichtgemäß Gebrauch gemacht.
- 10 Wegen des Umfangs der Darstellung wird den Entscheidungsgründen eine Gliederungsübersicht vorangestellt.
- | | | |
|---------|---|----|
| 1. | Rechtsgrundlage..... | 18 |
| 2. | Formelle Rechtmäßigkeit..... | 18 |
| 2.1. | Zuständigkeit..... | 18 |
| 2.2. | Anhörung und Konsultation | 18 |
| 2.3. | Beteiligung weiterer Behörden | 18 |
| 3. | Materielle Rechtmäßigkeit | 19 |
| 3.1. | Adressaten der Festlegung | 19 |
| 3.2. | Bedingungen für den Netzzugang | 20 |
| 3.3. | Nachträgliche Änderung von festgelegten Methoden und Bedingungen..... | 21 |
| 3.4. | Erforderlichkeit einer Festlegungsänderung | 22 |
| 3.5. | Ermessen..... | 22 |
| 3.5.1. | Grundsätzliche Erwägungen | 24 |
| 3.5.1.1 | Unveränderte Überführung der GasNZV-Regelungen..... | 25 |
| 3.5.1.2 | Kein Abweichen von GasNZV vor deren Außerkrafttreten, § 20 Abs. 4 Satz 3 EnWG | 25 |
| 3.5.1.3 | Keine Rahmenfestlegung | 26 |
| 3.5.1.4 | Rechtsschutz | 26 |
| 3.5.2. | Erwägungen zu den einzelnen Festlegungsgegenständen..... | 27 |
| 3.5.2.1 | Erwägungen zu Tenorziffer 1 | 27 |
| 3.5.2.2 | Erwägungen zu Tenorziffer 2 | 31 |
| 3.5.2.3 | Erwägungen zu Tenorziffer 3 | 37 |
| 3.5.2.4 | Erwägungen zu Tenorziffer 4 | 40 |
| 3.5.2.5 | Erwägungen zu Tenorziffer 5 | 49 |
| 3.5.2.6 | Erwägungen zu Tenorziffer 6 | 50 |
| 3.5.2.7 | Erwägungen zu Tenorziffer 7 | 52 |
| 3.5.2.8 | Erwägungen zu Tenorziffer 8 | 55 |
| 3.5.2.9 | Erwägungen zu Tenorziffer 9 | 60 |
| 4. | Vorbehalt einer Kostenentscheidung | 61 |

1. Rechtsgrundlage

- 11 Die Beschlusskammer stützt Tenorziffer 1 bis Tenorziffer 3, Tenorziffer 4 lit. a), b), c) dd) bis d) bb) und d) dd) bis Tenorziffer 6 lit. b) sowie Tenorziffer 6 lit. d) bis Tenorziffer 9 der Festlegung auf § 29 Abs. 1 i.V.m. § 20 Abs. 4 Satz 1 und Satz 2 des EnWG.
- 12 Die Tenorziffer 4 lit. c) aa) bis cc) und lit. d) cc) und Tenorziffer 6 lit. c) stützt die Beschlusskammer auf § 29 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 20 Abs. 4 Satz 1 und Satz 2 des EnWG.
- 13 Eine parallele oder ergänzende Anwendung des § 50 Abs. 1 und 2 GasNZV ist entbehrlich. Mit dem am 29.12.2023 in Kraft getretenen Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (BGBl. I 2023, Nr. 405) wurde der Regulierungsbehörde eine weitreichende Befugnis zur Festlegung der Bedingungen für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen oder der Methoden zur Bestimmung dieser Bedingungen in § 20 Abs. 4 Satz 1, Satz 2 EnWG eingeräumt. Diese Befugnis umfasst die Festlegungsbefugnisse des § 50 GasNZV bzw. reicht ihrem Umfang nach über diese hinaus (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 80).

2. Formelle Rechtmäßigkeit

- 14 Die formellen Anforderungen sind erfüllt.

2.1. Zuständigkeit

- 15 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Entscheidung ergibt sich aus § 54 Abs. 3 Satz 3 EnWG. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer folgt aus § 59 Abs. 3 Satz 4 EnWG, da die Große Beschlusskammer am 19.04.2024 die Festlegung an sie übertragen hat.

2.2. Anhörung und Konsultation

- 16 Die Beschlusskammer hat den Beteiligten sowie den Vertretern der von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreise gemäß § 67 Abs. 1 und 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 17 Hierzu hat sie am 08.05.2024 eine erste Konsultation abgehalten und dabei ihre grundsätzlichen Erwägungen dargelegt. Unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen hat sie am 13.12.2024 einen konkreten Tenorierungsvorschlag veröffentlicht und wiederum zur Konsultation gestellt.

2.3. Beteiligung weiterer Behörden

- 18 Die Beteiligung weiterer Behörden ist im gebotenen Umfang erfolgt. Die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG am 10.05.2024 über die Einleitung des Verfahrens informiert worden, darüber hinaus auch das Bundeskartellamt und der Länderausschuss. Die förmliche Beteiligung des Bundeskartellamts und der

Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG ist durch Übersendung des Beschlussentwurfs am 05.08.2025 mit Gelegenheit zu Stellungnahmen erfolgt.

Das Benehmen mit dem Länderausschuss wurde gemäß § 54 Abs. 3 Satz 4 EnWG hergestellt. Die Beschlusskammer hatte dem Länderausschuss hierzu den Beschlussentwurf am 04.08.2025 gemäß § 54 Abs. 3 Satz 5 EnWG übermittelt. Der Länderausschuss hat keine inhaltliche Stellungnahme abgegeben.

3. Materielle Rechtmäßigkeit

- 19 Die Festlegungsänderung ist auch materiell rechtmäßig.
- 20 Sie darf an die Fernleitungsnetzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 5 EnWG, an die Verteilernetzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 8 EnWG sowie an die Transportkunden des § 3 Nr. 31f EnWG adressiert werden (folgender Abschnitt 3.1.). Die Entscheidung legt Bedingungen für den Netzzugang fest und erschöpft sich in Regelungen, zu denen die Bundesnetzagentur nach § 20 Abs. 4 EnWG ermächtigt ist (folgender Abschnitt 3.2.). Hinsichtlich Tenorziffer 4 lit. c) aa) bis cc) und lit. d) cc) und Tenorziffer 6 lit. c) sind die Voraussetzungen des § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG erfüllt. Die Tenorziffern betreffen die nachträgliche Änderung von genehmigten Methoden und Bedingungen (3.3.). Die Änderung ist auch erforderlich um sicherzustellen, dass die durch die Änderung betroffene Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 in der Fassung der Festlegung vom 06.12.2018 (BK7-18-087) weiterhin den Voraussetzungen für eine Festlegung genügt (3.4). Die Beschlusskammer hat ihr Ermessen fehlerfrei ausgeübt (folgender Abschnitt 3.5.).

3.1. Adressaten der Festlegung

- 21 Die Festlegung betrifft die Kapazitätsregelungen und die Abwicklung des Netzzugangs zu leitungsgebundenen Gasversorgungsnetzen. Leitungsgebundene Gasversorgungsnetze in diesem Sinne sind alle Fernleitungsnetze und Gasverteilernetze, nicht jedoch LNG-Anlagen und Gasspeicheranlagen. Inhaltlich entspricht dies der Formulierung des § 1 GasNZV, der bislang von Leitungsnetzen spricht. Nach § 20 Abs. 4 Satz 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde gegenüber einzelnen oder mehreren Betreibern von Gasversorgungsnetzen Festlegungen in einem Verfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG treffen. Leitungsgebundene Gasversorgungsnetze stellen eine Gruppe von Netzbetreibern dar, an die die Regulierungsbehörde Festlegungsentscheidungen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG richten kann.
- 22 Die Festlegung richtet sich an die Betreiber von Fernleitungsnetzen im Sinne von § 3 Nr. 5 EnWG und an die Betreiber von Gasverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 8 EnWG. Nach § 20 Abs. 4 Satz 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde gegenüber einzelnen oder mehreren Betreibern von Gasversorgungsnetzen Festlegungen in einem Verfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG treffen. Zu den Gasversorgungsnetzen zählen gemäß § 3 Nr. 20 EnWG auch die Fernleitungsnetze und die

Gasverteilernetze. Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber sind daher Betreiber von Gasversorgungsnetzen im Sinne von § 3 Nr. 7 EnWG. Beide stellen eine Gruppe von Netzbetreibern dar, an die die Regulierungsbehörde Festlegungsentscheidungen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG richten kann.

- 23 Die Festlegung richtet sich zudem an Transportkunden im Sinne des § 3 Nr. 31f EnWG. Nach § 20 Abs. 4 Satz 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde gegenüber Netznutzern Festlegungen in einem Verfahren nach § 29 Abs. 1 i.V.m. Abs. 2 EnWG treffen. Nach § 3 Nr. 28 EnWG sind Netznutzer natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen.
- 24 Davon werden auch Transportkunden im Sinne von § 3 Nr. 31f EnWG erfasst. Denn der Bezug oder das Einspeisen von Energie im Sinne von § 3 Nr. 28 EnWG ist nicht an die physische Ein- und Ausspeisung geknüpft. Vielmehr ist das vertragliche Nutzungsverhältnis des Netznutzers mit dem Netzbetreiber für die energiewirtschaftliche Betrachtung maßgeblich (vgl. BeckOK EnWG/Peiffer, 10. Ed. 1.3.2024, EnWG § 3 Nr. 28 Rn. 3). Vertragspartner des Netzbetreibers ist derjenige, der für die Netznutzung zahlt beziehungsweise wegen deren Einschränkung Ansprüche gegen den Netzbetreiber geltend machen kann (BeckOK EnWG/Peiffer, 10. Ed. 1.3.2024, EnWG § 3 Nr. 28 Rn. 1). Zwischen Transportkunden und Netzbetreibern besteht ein solches vertragliches Nutzungsverhältnis. Transportkunden schließen mit den Ein- und Ausspeisenetzbetreibern Ein- und Ausspeiseverträge, welche sie zur Netznutzung im Rahmen der von ihnen gebuchten Kapazität berechtigen (vgl. § 20 Abs. 1b Satz 1, Satz 2 EnWG). Zudem hat der Gesetzgeber mit dem Begriff des Kunden in Abgrenzung zum Netznutzer schon eine Marktrolle geschaffen, die durch den Energiekauf im Vertragsverhältnis des Kunden zum Lieferanten charakterisiert wird (vgl. Bourwieg/Hellermann/Hermes/Hellermann, 4. Aufl. 2023, EnWG § 3 Rn. 74).
- 25 Nichts anderes ergibt sich auch aus einer Betrachtung von § 3 Nr. 28 EnWG im Lichte der Entstehungsgeschichte von § 20 Abs. 4 GasNZV. Es war ausdrücklicher Wille des Gesetzgebers, der Bundesnetzagentur eine Festlegungsbefugnis anheim zu stellen, die alle Inhalte umfasst, die bisher in der GasNZV geregelt waren (BT-Drucks. 20/7310 S. 52). Dies ist nur möglich, wenn der Adressatenkreis nicht kleiner ausfällt als der Kreis der durch die GasNZV betroffenen Markttrollen. Dass § 20 Abs. 4 Satz 1 EnWG den Lieferanten ausdrücklich als Festlegungsadressaten benennt, obwohl dieser auch schon von der Marktrolle des Netznutzers umfasst ist, stellt sich als ein für das hiesige Begriffsverständnis unschädliches Redaktionsversehen dar.

3.2. Bedingungen für den Netzzugang

- 26 Die Festlegung regelt Bedingungen für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen. Sie beschränkt sich auf Regelungen, zu denen die Bundesnetzagentur gemäß § 20 Abs. 4 EnWG

ermächtigt ist. Die Tenorziffern 1 bis Tenorziffer 3, Tenorziffer 4 lit. a), b), c) dd) bis d) bb) und d) dd) bis Tenorziffer 6 lit. b) sowie Tenorziffer 6 lit. d) bis Tenorziffer 9 stellen Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG dar.

- 27 Gemäß § 20 Abs. 4 Satz 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde anhand transparenter Kriterien die Bedingungen für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen oder die Methoden zur Bestimmung dieser Bedingungen festlegen. Konkretisiert wird die Befugnis der Regulierungsbehörde durch die nicht abschließende „insbesondere-Auflistung“ von Themenbereichen des Netzzugangs in § 20 Abs. 4 Satz 2 EnWG, zu denen die Regulierungsbehörde Regelungen treffen kann. Unter Bedingungen des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen sind nach dem Verständnis der Beschlusskammer sämtliche Maßnahmen, Umstände und Pflichten zu verstehen, an die die Gewährung des Netzzugangs geknüpft wird oder die für die Abwicklung des Netzzugangs von Bedeutung sind. Gegenstand dieser Festlegung sind gemäß § 20 Abs. 4 Nr. 1 EnWG die vertraglichen Bedingungen des Netzzugangs, insbesondere zu Inhalten des Ein- und Ausspeisevertrags, zu den allgemeinen Vertragsbedingungen für diese Verträge sowie zu Verfahren und Anforderungen an eine Registrierung von Interessenten, die diese Verträge schließen wollen. Weiterer Gegenstand dieser Festlegung sind gem. § 20 Abs. 4 Nr. 2 EnWG Bedingungen zur Abwicklung des Netzzugangs nach § 20 Abs. 1b EnWG, insbesondere zu Inhalt und Umfang der erforderlichen Zusammenarbeit der Netzbetreiber und der Handel mit Transportrechten gem. § 20 Abs. 4 Nr. 4 EnWG.

3.3. Nachträgliche Änderung von festgelegten Methoden und Bedingungen

- 28 Die in Tenorziffer 4 lit. c) aa) bis cc) und lit. d) cc) und in Tenorziffer 6 lit. c) tenorisierten Regelungen stellen zudem eine nach Maßgabe des § 29 Abs. 2 EnWG mögliche nachträgliche Änderung einer von der Beschlusskammer nach § 29 Abs. 1 EnWG erlassenen Festlegung dar. Festgelegte Bedingungen im Sinne von § 29 Abs. 2 EnWG sind dabei konkrete Zugangs- und Anschlussbedingungen. Daneben ermöglichen festgelegte Methoden die konkrete Ausgestaltung von Zugangsbedingungen, wobei sich Methoden- und Bedingungsregulierung nicht ausschließen (vgl. Hermann in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, 4. Aufl. 2023, EnWG § 29 Rn. 9). Durch die Änderungsbefugnis des § 29 Abs. 2 EnWG sollen der zuständigen Behörde flexible Regelungsinstrumente zur Verfügung gestellt werden, um kurzfristige Anpassungen an veränderte tatsächliche und rechtliche Umstände vornehmen zu können, die die Effektivität der Regulierung sichern und wiederherstellen (Vallone in BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 9. Edition, Stand 01.09.2023, § 29, Rn. 31). § 29 Abs. 2 EnWG ermächtigt dabei zu einer materiellrechtlichen Änderung der ursprünglichen Regulierungsentscheidung. Dies bedeutet, dass die ursprüngliche Entscheidung jedenfalls in ihrem Kern weiterhin Bestand haben muss. Die Änderungsbefugnis

der Regulierungsbehörde geht also nicht so weit, dass sie den materiellrechtlichen Gehalt ihrer Entscheidung auf der Grundlage des § 29 Abs. 2 EnWG vollständig auswechseln kann und eine völlig neue Entscheidung im Sinne eines „aliud“ erlassen kann (Wahlhäuser in Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019, § 29, Rn. 43).

- 29 Eine materiellrechtliche Änderung von in der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 in der Fassung der Festlegung vom 06.12.2018 (BK7-18-087) festgelegten Methoden und Bedingungen liegt vor. Mit den Änderungen in Tenorziffer 4 lit. c) aa) bis cc) und lit. d) cc) und Tenorziffer 6 lit. c) hat jedoch auch der Kern der ursprünglichen Entscheidung weiterhin Bestand. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird eine unverbindliche Lesefassung von KARLA 1.1 zur Verfügung gestellt und auf der Webseite der Beschlusskammer (www.bundesnetzagentur.de) veröffentlicht.

3.4. Erforderlichkeit einer Festlegungsänderung

- 30 Die nachträgliche Änderung der Festlegung KARLA 1.1 durch Tenorziffer 4 lit. c) aa) bis cc) und lit. d) cc) und Tenorziffer 6 lit. c) ist auch erforderlich i.S.d. § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG, um sicherzustellen, dass weiterhin den Voraussetzungen für eine Festlegung genüge getan wird.
- 31 Sinn und Zweck der Vorschrift ist, wie unter 3.3 erörtert, der Regulierungsbehörde ein flexibles Instrument an die Hand zu geben, das notwendig ist, um die getroffene Entscheidung an eine veränderte Sach- oder Rechtslage anzupassen (Wahlhäuser, in Kment, 2. Auflage 2019, EnWG, § 29 EnWG Rn. 34 f.). Möglich ist eine Änderung dabei nur, wenn die Entscheidung ohne die Änderung der Festlegung nicht mehr den Festlegungsvoraussetzungen genügen würde. Dies kann u.a. in der Konstellation vorliegen, wenn sich die Rechtslage geändert hat (Hermes, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, 4. Auflage 2023, EnWG § 29 Rn. 31).

3.5. Ermessen

- 32 Die Beschlusskammer hat ihr Ermessen jeweils ordnungsgemäß ausgeübt. Gemäß § 40 VwVfG hat eine Behörde, die nach ihrem Ermessen zu handeln ermächtigt ist, ihr Ermessen entsprechend dem Zweck der Ermächtigung auszuüben und die gesetzlichen Grenzen des Ermessens einzuhalten. Die Beschlusskammer hat sich in nicht zu beanstandender Weise unter Abwägung der für und gegen die Einleitung des Verfahrens sprechenden Gesichtspunkte zur Einleitung des Verfahrens entschieden. Interessen der Beteiligten standen dem nicht entgegen.
- 33 Sowohl der Erlass einer Festlegung gemäß § 20 Abs. 4 Satz 1 und Satz 2 EnWG als auch die Änderung einer Festlegung im Sinne des § 29 Abs. 2 EnWG stehen im Ermessen der Regulierungsbehörde.

- 34 Denn der EuGH hatte mit Urteil vom 02.09.2021 (C-718/18) zum vierten Klagegrund des Vertragsverletzungsverfahrens gegen die Bundesrepublik Deutschland festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland mit den Vorgaben der Energiebinnenmarkttrichtlinien unvereinbar sei. Der Gesetzgeber hat dieses Urteil zum Anlass genommen, den nationalen Rechtsrahmen der Energieregulierung an die europarechtlichen Vorgaben anzupassen dergestalt, dass die Regelungen der GasNZV zum 31.12.2025 außer Kraft treten und durch entsprechende Festlegungsbefugnisse der Regulierungsbehörde ersetzt werden.
- 35 Für den Erlass der Festlegung spricht insbesondere, dass die GasNZV mit Ablauf des 31.12.2025 außer Kraft tritt, vgl. Art. 15 Abs. 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (EnWRAnpG 2024) vom 22.12.2023. Das Verfahren zur Neufassung der Tenorziffer 1 bis Tenorziffer 3, Tenorziffer 4 lit. a), b), c) dd) bis d) bb) und d) dd) bis Tenorziffer 6 lit. b) sowie Tenorziffer 6 lit. d) bis Tenorziffer 9 stellt eine Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG dar, die dazu dient, die Inhalte der §§ 3, 4, 6, 8, 9, 11, 12, 13, 16, 18, 19 sowie 38 GasNZV in eine behördliche Festlegung zu überführen. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass die Abwicklung des Netzzugangs zu leitungsgebundenen Gasversorgungsnetzen sowie die Ermittlung, das Angebot und die Zuweisung von Kapazität auch nach dem Außerkrafttreten der GasNZV nicht unreguliert bleiben, um eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Gas (vgl. § 1 Abs. 1 EnWG) sowie einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb (vgl. § 1 Abs. 2 EnWG) sicherzustellen. Mit der Festlegung verfolgt die Beschlusskammer die in § 1 Abs. 1, Abs. 2 EnWG genannten Zwecke und Ziele, eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente Versorgung der Allgemeinheit mit Gas sowie insbesondere einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb zu erhalten. Die mit der Festlegung einhergehende weitestgehende Überführung (im Detail dazu unter 3.5.2.) trägt diesen Zwecken und Zielen Rechnung. Die Festlegung trägt damit auch zu einem effizienten und diskriminierungsfreien Netzzugangssystem im Sinne von § 20 Abs. 1 EnWG bei und fördert die Ziele der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Gas, der Sicherung eines leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Gasversorgungsnetzen sowie der gesamtwirtschaftlich optimierten Gasversorgung im Sinne des § 1 Abs. 2 EnWG.
- 36 In verschiedenen Stellungnahmen (u.a. BDEW, EnBW, E.ON, EFET D, FNB Gas) wurde eine Überführung des § 5 GasNZV (Haftung bei Störungen der Netznutzung) in die Festlegung thematisiert. Es wurden insoweit Forderungen nach inhaltsgleicher Überführung, teilweise aber auch nach Überführung mit inhaltlichen Änderungen oder nach Abschaffung erhoben. Die Beschlusskammer weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass nach dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich, zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften sowie zur rechtsförmlichen

Bereinigung des Energiewirtschaftsrechts (BR-Drucks. 383/25) die Bundesregierung in § 11 Abs. 3 EnWG (neu) ermächtigt werden soll, durch Rechtsverordnung die Haftung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen bei Störungen der Netznutzung zu regeln. Zudem soll in § 118 Abs. 2 EnWG (neu) eine Übergangsregelung aufgenommen werden. Nach dieser soll § 5 GasNZV weiter Anwendung finden, soweit und solange die Bundesregierung von der Ermächtigung aus § 11 Abs. 3 EnWG (neu) keinen Gebrauch gemacht hat. Vor dem Hintergrund dieser beabsichtigten gesetzlichen Regelungen, die noch in 2025 in Kraft treten sollen, sieht die Beschlusskammer weiterhin keine Notwendigkeit, die Vorschrift des § 5 GasNZV in die Festlegung zu überführen.

- 37 Für die Änderung der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 in der Fassung der Festlegung vom 06.12.2018 (BK7-18-087) spricht insbesondere, dass die nachträgliche Änderung der Festlegung erforderlich im Sinne des § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG ist, um sicherzustellen, dass weiterhin den Voraussetzungen für eine Festlegung genüge getan wird.
- 38 Im Hinblick auf die Änderung der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 in der Fassung der Festlegung vom 06.12.2018 (BK7-18-087) hat die Beschlusskammer ihr Änderermessen ordnungsgemäß ausgeübt. Ob und in welchem Umfang die Regulierungsbehörde die Bedingungen und Methoden der Regulierung im Sinne des § 29 Abs. 2 EnWG ändert, steht grundsätzlich in ihrem Ermessen. Gleichwohl sind der Regulierungsbehörde bei ihrer Ermessensentscheidung in der Weise Grenzen gesetzt, dass sie an den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit gebunden ist (Wahlhäuser, in: Kment, 2. Auflage 2019, EnWG, § 29 EnWG, Rn. 42). Jedoch ist aufgrund des Bestehens von § 29 Abs. 2 EnWG das Vertrauen in den Bestand einer Entscheidung weniger geschützt. Dies findet seine Grenze darin, dass eine gewisse Verlässlichkeit der Behördenentscheidungen vorhanden bleiben muss (Hermes, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, 4. Auflage 2023, Energiewirtschaftsgesetz, § 29 EnWG, Rn. 34).
- 39 Dies ist hier der Fall. Die Regelungen zur Kapazität und zur Abwicklung des Netzzugangs im Gassektor befinden sich zum einen in Festlegungen der Bundesnetzagentur und zum anderen in der GasNZV und ergänzen sich gegenseitig. Würde man die Regelungen nach Außerkrafttreten der GasNZV nicht überführen, entstünden Lücken, obwohl sich Regelungen der GasNZV bewährt haben (siehe dazu unter Rn. 41). Daher ist es erforderlich, die Regelungen zu überführen oder in die Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 in der Fassung der Festlegung vom 06.12.2018 (BK7-18-087) in Form einer Änderung zu integrieren, um stimmige Regelungen zur Kapazität und zur Abwicklung des Netzzugangs im Gassektor zu erhalten.

3.5.1. Grundsätzliche Erwägungen

- 40 Die Entscheidung zum Erlass der Festlegung beruht auf folgenden grundsätzlichen Erwägungen.

3.5.1.1 Unveränderte Überführung der GasNZV-Regelungen

- 41 Die Beschlusskammer bezweckt grundsätzlich eine unveränderte Überführung der GasNZV-Regelungen in Festlegungsform. Hierfür spricht nach Auffassung der Beschlusskammer, dass die Vorschriften der GasNZV sowie die in der Vergangenheit auf Grundlage der GasNZV erlassenen Festlegungen zu einem konsistenten, verlässlichen und vorhersehbaren Regulierungsrahmen im Bereich des Gasnetzzugangs in Deutschland beigetragen haben. Dieser Regulierungsrahmen steht in materieller Hinsicht im Einklang mit den gesetzlichen Vorgaben des europäischen und nationalen Rechts. Der EuGH hat im oben genannten Urteil zwar die Unvereinbarkeit der normativen Regulierung mit der europarechtlich vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde festgestellt, nicht aber Verstöße des geltenden Regulierungsrahmens gegen materielle Vorgaben europäischer Rechtsakte beanstandet. Der bisherige Regulierungsrahmen über den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen hat sich in seinen Grundstrukturen über viele Jahre bewährt und ist – insbesondere über die Kooperationsvereinbarung Gas – in den Vertragsbeziehungen der verschiedenen Marktakteure über die Ausgestaltung und Abwicklung des Netzzugangs umfassend verankert. Die grundsätzliche Sinnhaftigkeit einer Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens möchte die Beschlusskammer nicht in Abrede stellen. Gleichwohl setzte das wichtigste Ziel der Festlegung, das Vermeiden von Regelungslücken durch das Außerkrafttreten der GasNZV, eine zügige Durchführung des Festlegungsverfahrens voraus. Eine über Einzelpunkte hinausgehende Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens hätte dieses Ziel gefährdet. Deshalb hat die Beschlusskammer nur punktuell inhaltliche Anpassungen vorgenommen, wenn diese aufgrund veränderter Rahmenbedingungen oder aus sonstigen Gründen notwendig oder sachgerecht waren.
- 42 Mit dem Ziel einer unveränderten Überführung der GasNZV-Regelungen ebenfalls vereinbar ist das Wegfallen einzelner Regelungen der GasNZV. Eine materielle Änderung dieser Regelungen bezweckt die Beschlusskammer mit dem Wegfall nämlich nicht. Soweit Regelungen wegfallen, sind diese bereits im Europarecht, nationalen Recht oder anderen Festlegungen geregelt. Dabei hat die Beschlusskammer auch den Rechtsrahmen berücksichtigt, der durch das am 21.05.2024 verabschiedete sogenannten Europäischen Gas- und Wasserstoffpaket geschaffen wurde (Richtlinie (EU) 2024/1788 und Verordnung (EU) 2024/1789).

3.5.1.2 Kein Abweichen von GasNZV vor deren Außerkrafttreten, § 20 Abs. 4 Satz 3 EnWG

- 43 Dabei kann sie auch von bestehenden Regelungen in den genannten Rechtsverordnungen bereits vor deren Außerkrafttreten abweichen oder ergänzende Regelungen zu diesen treffen, vgl. § 20 Abs. 4 Satz 3 EnWG. Mit Tenorziffer 9 wird geregelt, dass die Vorgaben dieser Festlegung mit Wirkung ab dem 01.01.2026 gelten. Mit dieser Vorgabe wird ein nahtloser Übergang nach dem Außerkrafttreten der GasNZV aufgrund von Art. 15 Abs. 2 bis Abs. 6 des am 29.12.2023 in Kraft

getretenen Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (BGBl. I 2023, Nr. 405) am 31.12.2025 sichergestellt. Von der in § 20 Abs. 4 Satz 3 EnWG geregelten Befugnis der Regulierungsbehörde, von den Vorgaben einer Rechtsverordnung nach § 24 in der bis zum Ablauf des 28.12.2023 geltenden Fassung abzuweichen oder ergänzende Regelungen zu treffen, macht die Beschlusskammer keinen Gebrauch. Hierfür spricht, dass aufgrund der grundsätzlich unveränderten Überführung der GasNZV-Regelungen ohnehin keine wesentliche Abweichung oder Ergänzung bewirkt worden wäre. Zudem soll die Geltung ab dem 01.01.2026 sicherstellen, dass alle Festlegungsadressaten und andere Marktbeteiligte ausreichend Zeit haben, sich auf den in Details angepassten Regulierungsrahmen einzustellen.

3.5.1.3 Keine Rahmenfestlegung

- 44 Die Beschlusskammer hat sich im Zuge des Außerkrafttretens der GasNZV gegen eine Rahmenfestlegung entschieden, welche alle oder einige Regelungen der GasNZV themenübergreifend umfasst, die mehrere der umsetzenden Fachfestlegungen, namentlich BK7-24-001-007, BK7-24-001-008, BK7-24-001-009, BK7-24-001-010, betreffen. Dabei übersieht die Beschlusskammer nicht die von einigen Konsultationsteilnehmern (FNB Gas, E.ON) im Rahmen der Konsultationen der hiesigen Festlegung geäußerten Bedenken, dass mit dem Wegfall bewährter Regelungen der GasNZV grundsätzlich die Gefahr besteht, dass im Rahmen einer Neuregelung in einzelnen Fachfestlegungen die Transparenz und Rechtssicherheit des regulatorischen Rahmens gemindert wird. Gleichwohl sieht die Beschlusskammer die Integration der GasNZV-Regelungen in die jeweilige Einzelfestlegung als zielführender an, da diese den Anwendern eine themenspezifische Zusammenfassung der für die einzelnen Themen zukünftig geltenden Regelungen ermöglicht, anstatt mit einer Rahmenfestlegung eine neue Regelungsebene zu schaffen. Thematische Überschneidungen werden durch Hinweise und Verweise für den Rechtsanwender kenntlich gemacht.
- 45 Dies gilt im Speziellen auch für die Übernahme von Legaldefinitionen aus der GasNZV, wobei die Beschlusskammer derartige übergreifende Regelungen nur jeweils in die Festlegung aufgenommen hat, zu der der grundlegende inhaltliche Bezug der Regelungen herzustellen ist. Bei thematischen Berührungspunkten mit den anderen Festlegungen wird auf die jeweilige Festlegung verwiesen, welche die grundlegenden Aspekte beinhaltet. Nach Auffassung der Beschlusskammer lassen sich so die in den Stellungnahmen befürchteten Doppelungen und Inkonsistenzen zwischen den unterschiedlichen Festlegungen hinreichend vermeiden.

3.5.1.4 Rechtsschutz

- 46 Mit der Überführung der Regelungen der GasNZV in eine Festlegung geht auch keine Einschränkung der Rechtsschutzmöglichkeiten der Festlegungsadressaten einher. Unabhängig

davon, dass die Entscheidungsform für die Beschlusskammer in § 20 Abs. 4 EnWG gesetzlich vorgegeben ist, hat sich dadurch auch die Transparenz und Klarheit hinsichtlich des effektiven gerichtlichen Rechtsschutzes gegen die entsprechenden Regelungen gesteigert. War die Überprüfung der Regelungen der GasNZV in der Regel nur im Wege einer inzidenten Normenkontrolle möglich, so bietet die Überführung der Regelungen in Festlegungen jedenfalls den Verfahrensbeteiligten die Möglichkeit, sich mittels Beschwerde nach § 75 EnWG unmittelbar gegen die Regelungen zu wenden.

3.5.2. Erwägungen zu den einzelnen Festlegungsgegenständen

47 Den einzelnen Festlegungsgegenständen liegen die folgenden Erwägungen zugrunde:

3.5.2.1 Erwägungen zu Tenorziffer 1

48 Mit Tenorziffer 1 werden die allgemeinen Vorgaben für die vertragliche Ausgestaltung der für den Netzzugang zu leitungsgebundenen Gasversorgungsnetzen erforderlichen Ein- und Ausspeiseverträge im Sinne von § 20 Abs. 1b Satz 2 und Satz 3 EnWG festgelegt.

49 Mit Tenorziffer 1 lit. a) und lit. b) werden die Vorgaben des § 3 Abs. 1 Satz 1 GasNZV zu den grundlegenden Vertragsinhalten sowie die Berechtigung und Verpflichtung zum Abschluss von Ein- und Ausspeiseverträgen inhaltsgleich überführt.

50 Tenorziffer 1 lit. a) und lit. b) konkretisieren damit weiterhin das in § 20 Absatz 1b EnWG enthaltene Recht auf Zugang zu den Gasversorgungsnetzen und geben den Transportkunden einen Anspruch auf Abschluss der erforderlichen Verträge zur Durchführung eines Gastransports. Gleichzeitig wird klargestellt, dass auch seitens der Transportkunden die Verpflichtung besteht, einen Ein- oder Ausspeisevertrag abzuschließen. Anspruchsgegner sind der Einspeise- bzw. Ausspeisenetzbetreiber. Eine Überführung der Regelungen ist aus Sicht der Beschlusskammer notwendig, damit die grundlegenden Vertragsinhalte sowie die Berechtigung und Verpflichtung zum Abschluss von Ein- und Ausspeiseverträgen auch zukünftig zur Anwendung kommen. Denn die Regelung des § 3 Abs. 1 GasNZV hat sich bewährt. Auch in den Stellungnahmen wurden keine Argumente vorgebracht, die einer inhaltsgleichen Übernahme entgegenstehen.

51 Tenorziffer 1 lit. b) Satz 2 statuiert insofern eine Ausnahme zu Satz 1, als dass die Verpflichtung nicht gilt, wenn der Transportkunde ausschließlich den Handel mit Gas am Virtuellen Handlungspunkt des Marktgebiets beabsichtigt. Im Rahmen der zweiten Konsultation (E.ON) wurde gefordert, in Tenorziffer 1 lit. b) Satz 2 klarzustellen, dass nur solche Transportkunden, die lediglich als Bilanzkreisverantwortliche auftreten, unter die Ausnahme fallen. Durch die abgeänderte Übernahme aus der GasNZV ergäbe sich die Möglichkeit einer Konkretisierung der Rolle des Transportkunden, da in dem beschriebenen Fall der Transportkunde eigentlich kein Transportkunde sei. Die Beschlusskammer teilt zwar die Einschätzung, dass es sich im Grunde

nicht um klassische Transportkunden handelt, sieht aber zum einen keine Notwendigkeit für eine Ergänzung, weil der Regelungsinhalt (Ausnahme zu der Regelung in Tenorziffer 1 lit. b) Satz 1) ausreichend deutlich ist. Zum anderen käme es gerade bei der vorgeschlagenen Formulierung zu einer ungewollten Vermischung der Markttrollen. In der Systematik des EnWG wäre die geforderte Anpassung daher widersprüchlich, da eine bereits konkret benannte Markttrolle (hier: Transportkunde) lediglich in Form einer anderen Markttrolle (hier: Bilanzkreisverantwortlicher) auftreten würde.

- 52 Von einer Überführung der Regelung des § 3 Abs. 3 Satz 2 GasNZV sieht die Beschlusskammer weiterhin ab. Entscheidend dagegen sprach, dass auch Vertragsausgestaltungen des Ein- und Ausspeisevertrags denkbar sind, die durch eine entsprechende Vorgabe eingeschränkt werden könnten. Insbesondere mit Blick auf Tenorziffer 1 lit. a) und b) sowie Tenorziffer 4 lit. a) ist der grundsätzliche Inhalt dieser Verträge hinreichend genau vorgegeben. Einen Nachteil im Hinblick auf Transparenz und Nachvollziehbarkeit kann die Beschlusskammer durch die Nicht-Überführung der Regelung des § 3 Abs. 3 Satz 2 GasNZV – anders als in einer Stellungnahme der zweiten Konsultation (E.ON) angemerkt – nicht erkennen. Dieser wird auch in der Stellungnahme nicht weiter dargelegt.
- 53 Mit Tenorziffer 1 lit. c) Satz 1 und Satz 2 werden die Regelungen des § 6 Abs. 1 GasNZV zur Registrierung wortlautidentisch überführt. Es wird festgelegt, dass sich Transportkunden beim Netzbetreiber registrieren müssen. Die Regelungen haben sich in der Praxis bewährt und waren deshalb zur Erhaltung eines konsistenten, verlässlichen und vorhersehbaren Regulierungsrahmens zu überführen (vgl. dazu Punkt 3.5.1.). Mit Tenorziffer 1 lit. c) Satz 3 bekommen die Betreiber von Gasversorgungsnetzen die Möglichkeit, eine gemeinsame „one-stop-shop“ Registrierung der Transsportkunden für den Abschluss von Ein- und Ausspeiseverträgen im Marktgebiet einzuführen. Unter one-stop-shop Registrierung ist hierbei ein vereinfachtes Registrierungsverfahren zu verstehen, bei dem alle für den Abschluss von Ein- und Ausspeiseverträge notwendigen Registrierungshandlungen über eine zentrale Plattform abgewickelt werden. Nähere Vorgaben hierzu hält die Beschlusskammer im Rahmen dieser Festlegung für nicht erforderlich. Details, die einen angemessenen, transparenten und diskriminierungsfreien Netzzugang auch mit Blick auf die Registrierung gewährleisten, können vielmehr im Rahmen der Kooperationsvereinbarung Gas vereinbart werden. Mit der Schaffung einer one-stop-shop Registrierungsmöglichkeit greift die Beschlusskammer eine Forderung aus der ersten Konsultation (VNG) auf. Im Rahmen der zweiten Konsultation (E.ON) wurden hiergegen insofern rechtliche Bedenken vorgebracht, als dass es sich um einen erheblichen Eingriff in die Privatautonomie handele. Es sei zudem nicht nachvollziehbar, dass der Zusatz erst im Anschluss an die erste Konsultation in die Festlegung integriert worden sei. Eine Einführung einer zentralen Registrierung sei auch nicht erforderlich und führe zu zusätzlichem Aufwand und stelle damit einen zusätzlichen Kostentreiber für die Netzentgelte in einem abschmelzenden Markt

dar. Aus Sicht der Beschlusskammer verkennt die Stellungnahme an dieser Stelle, dass es sich ausdrücklich nicht um eine verpflichtende Vorgabe handelt. Vielmehr wird durch die Verwendung des Wortes „können“ und dem Zusatz „etwa über eine zentrale Registrierungsseite“ den Netzbetreibern lediglich die Möglichkeit eröffnet, eine gemeinsame Registrierung für den Abschluss von Ein- und Ausspeiseverträgen im Marktgebiet vorzusehen. Durch den Verzicht auf nähere Vorgaben beispielsweise zur technischen Ausgestaltung einer zentralen Plattform im Rahmen der Festlegung erhalten die Betreiber von Gasversorgungsnetzen Gestaltungsspielräume bei der Umsetzung einer one-stop-shop Registrierung. Hierbei haben sie die Möglichkeit rechtlichen Bedenken, wie sie in der Stellungnahme vorgebracht werden, Rechnung zu tragen. Die Beschlusskammer sieht in der Regelung der Tenorziffer 1 lit. c) daher keinen Eingriff in die Privatautonomie der Betreiber von Gasversorgungsnetzen. Von anderen Konsultationsteilnehmern wurde die dahingehende Regelung ausdrücklich unterstützt – insbesondere auch mit dem Hinweis darauf, dass diese als „kann“-Regelung ausgestaltet ist (FNB Gas) bzw. diese zulasse, bei der Umsetzung einen verhältnismäßigen Ausgleich zu finden (BDEW).

- 54 Im Rahmen der zweiten Konsultation wurde von Konsultationsteilnehmern (BDEW, FNB Gas) zudem gefordert, in Tenorziffer 1 lit. c) einen Satz 3 einzufügen, der den Netzbetreibern ausdrücklich gestattet, neben der Registrierung weitere Zulassungsvoraussetzungen vom Transportkunden zu verlangen. Die Beschlusskammer hat zwar von einer entsprechenden ausdrücklichen Änderung im Tenor abgesehen, weist aber darauf hin, dass die bisherige – und somit auch die nun überführte – Regelung es den Netzbetreibern nicht untersagt, weitere angemessene und diskriminierungsfreie Zulassungsvoraussetzung von den Transportkunden zu fordern.
- 55 Mit Tenorziffer 1 lit. d) werden die Verpflichtungen des § 3 Abs. 5 GasNZV, den Ein- und Ausspeiseverträgen allgemeine Geschäftsbedingungen zugrunde zu legen, sowie die Vorgaben des § 4 Abs. 1 Satz 1 und Satz 3 GasNZV zu den Mindestangaben in den allgemeinen Geschäftsbedingungen der Ein- und Ausspeiseverträge überführt. Die Überführung erfolgt ohne inhaltliche Änderungen und ganz überwiegend wortlautidentisch. Der Zweck der Fortführung besteht darin, einen vergleichbaren Mindestinhalt der Verträge zu gewährleisten, der dazu führt, dass für den Netzzugang wesentliche Elemente weiterhin im Verhältnis Netzbetreiber und Transportkunde vertraglich geregelt werden.
- 56 Im Rahmen der zweiten Konsultation (E.ON) wurde gefordert, klarzustellen, dass die Tenorziffer 1 lit. d) bb) und mm) nur für Fernleitungsnetzbetreiber Anwendung findet. Die Beschlusskammer hat insbesondere mit Blick auf das grundsätzliche Ziel der Erhaltung eines konsistenten, verlässlichen und vorhersehbaren Regulierungsrahmens (vgl. dazu Punkt 3.5.1.) von einer Klarstellung in beiden Regelungen abgesehen. Zudem betreiben hinsichtlich Tenorziffer 1 lit. d)

bb) zumindest vereinzelte Verteilernetzbetreiber – ausweislich der Anlage 2 der Kooperationsvereinbarung Gas (Geschäftsbedingungen für den Ein- und Ausspeisevertrag zwischen Verteilernetzbetreiber mit entry-exit System und Transportkunden) vom 22.03.2024 – ihre Netze als entry-exit System, sodass auch diese die geforderten Mindestangaben einzuhalten haben. Soweit die Abwicklung des Netzzugangs bei den Verteilernetzbetreibern außerhalb des entry-exit Systems erfolgt, ist es weiterhin ausreichend, dass diese Tatsache aus den Verträgen deutlich wird und damit die geforderte Mindestangabe in Tenorziffer 1 lit. d) bb) bereits erfüllt wird.

- 57 Einer weiteren Forderung aus der ersten Konsultation (INES), § 4 Abs. 1 Satz 3 GasNZV nicht zu überführen und Mindestangaben zum Messen und Ablesen des Gasverbrauchs auch dann vorzuschreiben, wenn die Messstelle von einem Dritten betrieben wird, folgt die Beschlusskammer nicht (vgl. Tenorziffer 1 lit. d) ff)). Wird eine Messstelle von einem Dritten betrieben, obliegt die vertragliche Ausgestaltung zum Messen und Ablesen des Gasverbrauchs dem Dritten. Zudem darf die vertragliche Ausgestaltung von Ein- und Ausspeiseverträgen das Recht zum Wechsel des Messstellenbetreibers weder behindern noch erschweren, vgl. § 20 Abs. 1c EnWG.

Im Rahmen der zweiten Konsultation (Creos) wurde gefordert, Tenorziffer 1 lit. d) um einen neuen Unterpunkt cc) mit folgendem Inhalt zu ergänzen:

„Verteilernetzbetreiber können Transportkunden frei zuordenbare Kapazitäten auf fester und unterbrechbarer Basis anbieten. Sie haben hierzu, beispielsweise im Rahmen einer Kooperationsvereinbarung Gas und unter angemessener Beteiligung der Marktakteure sowie der Bundesnetzagentur, gleichwertige vertragliche Bedingungen aufzustellen und zu veröffentlichen, die den Ein- und Ausspeiseverträgen ohne Diskriminierung zugrunde gelegt werden. Diese vertraglichen Bedingungen gelten als genehmigt, sofern die Bundesnetzagentur sie nicht beanstandet.“

Dieses Vorgehen sei erprobt und fände insbesondere durch die von der Bundesnetzagentur bestätigte Anlage 2 der Kooperationsvereinbarung Gas bereits Berücksichtigung und Legitimation. Durch Aufnahme in die Festlegung würde das Vorgehen darüber hinaus transparent, verlässlich und rechtssicher kommuniziert sowie fixiert. Unabhängig davon, dass der passendere Regelungsort einer solchen Änderung eher bei Tenorziffer 2 lit. d) als bei den hier gegenständlichen vertraglichen Mindestangaben der Netzbetreiber läge, hat die Beschlusskammer von einer entsprechenden Regelung abgesehen. Die Begründung der Stellungnahme macht deutlich, dass ein entsprechendes Vorgehen auf Verteilernetzebene bereits möglich ist und in der Praxis angewandt wird. Die Beschlusskammer sieht daher die Gefahr, dass durch eine entsprechende Änderung eher Unsicherheiten und Folgeprobleme entstehen und eine Übernahme damit gerade dem übergeordneten Ziel der vorliegenden Festlegung, Kontinuität und Rechtssicherheit zu gewährleisten, vgl. dazu Punkt 3.5.1., entgegenstehen würde.

3.5.2.2 Erwägungen zu Tenorziffer 2

- 58 Mit Tenorziffer 2 werden Vorgaben zur Abwicklung des Netzzugangs zu leitungsgebundenen Gasversorgungsnetzen, einschließlich der Anforderungen an die Gasbeschaffenheit, festgelegt.
- 59 Die Regelungen zur Abwicklung des Netzzugangs zu leitungsgebundenen Gasversorgungsnetzen im Marktgebiet werden entsprechend der aktuellen Inhalte der GasNZV geregelt. Davon umfasst ist insbesondere die Fortführung der bestehenden Grundsätze zur Abwicklung des Zugangs, zur Gasbeschaffenheit sowie des bewährten Verfahrens einer Kooperationsvereinbarung Gas.
- 60 Tenorziffer 2 lit. a) konkretisiert die Verpflichtung der Betreiber von Gasversorgungsnetzen gemäß § 20 Abs. 1b) Satz 5 EnWG zur Zusammenarbeit im Rahmen einer Kooperationsvereinbarung Gas: Die Netzbetreiber werden verpflichtet, alle notwendigen Einzelheiten ihrer Zusammenarbeit in der Kooperationsvereinbarung Gas zu vereinbaren, um den Transportkunden einen einheitlichen, transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Netzzugang zu angemessenen Bedingungen zu ermöglichen. Dabei werden die in der Praxis bewährten Vorgaben des § 8 Abs. 6 GasNZV inhaltsgleich überführt. Die Überführung wurde weder im Rahmen der ersten noch im Rahmen der zweiten Konsultation kritisch bewertet.
- 61 Mit Tenorziffer 2 lit. b) werden die Betreiber von Gasversorgungsnetzen verpflichtet, von Transportkunden bereitgestellte Gasmengen an den vom Transportkunden benannten Einspeisepunkten des Marktgebiets zu übernehmen und an den vom Transportkunden benannten Ausspeisepunkten des Marktgebiets mit demselben Energiegehalt zu übergeben (Tenorziffer 2 lit. b) Satz 1), wobei die Nämlichkeit des Gases bei der Ausspeisung nicht gewahrt bleiben muss (Satz 2). Dabei wird die Vorschrift des § 8 Abs. 1 GasNZV wortlautidentisch überführt. Satz 1 gibt Transportkunden einen Anspruch darauf, dass die von ihnen an Einspeisepunkten bereitgestellten Gasmengen transportiert und zur Ausspeisung bereitgestellt werden. Satz 2 trägt der Tatsache Rechnung, dass eine zeitgleiche Bereitstellung genau des eingespeisten Gases am Ausspeisepunkt aufgrund der physikalischen Gegebenheiten (z. B. Fließgeschwindigkeit des Gases) tatsächlich nicht möglich ist, die Gasmengen im Netz als Gesamtheit betrachtet werden und so die physikalische Identität zwischen ein- und ausgespeistem Gas nicht gewahrt werden kann und muss. Die Regelungen haben sich in der Praxis bewährt und eine Überführung wurde in den Konsultationen nicht kritisch bewertet.
- 62 In Tenorziffer 2 lit. c) werden Vorgaben zur Beschaffenheit des zur Einspeisung anstehenden Gases festgelegt. Mit den Regelungen werden die Vorgaben des § 19 GasNZV inhaltsgleich überführt. Die Tenorziffer verteilt die Verantwortung zwischen Transportkunde und Netzbetreibern, soweit es um die Gewährleistung der notwendigen Kompatibilität zwischen dem zur Einspeisung anstehenden Gas und dem bereits im Netz befindlichen Gas geht. Tenorziffer 2 lit. c) aa) verpflichtet den Transportkunden zu gewährleisten, dass zur Einspeisung anstehendes

Gas den vom Einspeisenetzbetreiber veröffentlichten Spezifikationen entspricht. Dies ist dem Transportkunden auch grundsätzlich zumutbar, da er Gas zur Einspeisung in ein System anstellt, in dem sich bereits Gas mit einer bestimmten Beschaffenheit befindet. Tenorziffer 2 lit. c) bb) enthält eine Regelung, nach der die Kompatibilität der Gasbeschaffenheit vermutet wird, wenn der Transportkunde die vom Netzbetreiber zum Zeitpunkt der Einspeisung veröffentlichten Spezifikationen erfüllt. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund sachgerecht, dass der Transportkunde die exakte Beschaffenheit (z. B. genauer Brennwert) des Gases zum Einspeisezeitpunkt – anders als der Netzbetreiber selbst – nicht aus eigenen Informationen kennen kann und sich daher auf die Angaben des Netzbetreibers auf dessen Internetseite verlassen muss. Tenorziffer 2 lit. c) cc) enthält die Verpflichtung des Einspeisenetzbetreibers, die erforderlichen Maßnahmen zu treffen, sollte das zur Einspeisung anstehende Gas mit dem im Netz befindlichen Gas nicht kompatibel sein. Satz 2 stellt klar, dass die Kosten für diese zusätzlichen Maßnahmen vom Netzbetreiber zu tragen sind. Dies ist verhältnismäßig und zumutbar, da Abweichungen zwischen z.B. dem zum jeweiligen Betrachtungszeitraum im Netz vorherrschenden Brennwert und dem auf der Internetseite des Einspeisenetzbetreibers veröffentlichten Brennwert innerhalb der Einflussosphäre des Netzbetreibers und nicht des Transportkunden liegen. Tenorziffer 2 lit. c) dd) verpflichtet den Netzbetreiber, soweit technisch möglich und zumutbar, den Transportkunden anzubieten, die zur Einspeisung erforderliche Kompatibilität herzustellen, soweit diese beim zur Einspeisung anstehenden Gas nicht gegeben ist. Wenn dies dem Netzbetreiber technisch nicht möglich oder unzumutbar ist, besteht eine dahingehende Begründungspflicht für den Netzbetreiber. Der Vollständigkeit halber stellt die Beschlusskammer klar, dass etwaige Kosten für die Herstellung der Kompatibilität des zur Einspeisung anstehenden Gases vor der Einspeisung in das Netz vom Transportkunden zu tragen sind. Dies ist eine logische Fortführung der Verpflichtung des Transportkunden aus Tenorziffer 2 lit. c) aa).

- 63 Im Rahmen der ersten Konsultation (INES) wurde gefordert, sicherzustellen, dass Gasmengen, die über die Gasversorgungsnetze in angeschlossene Gasspeicheranlagen eingespeichert werden, obwohl sie den Spezifikationen der Gasbeschaffenheit nicht genügen, im Zuge einer Ausspeicherung von den Betreibern von Gasversorgungsnetzen auch wieder übernommen werden müssen, obwohl sie die Spezifikationen der Gasbeschaffenheit weiterhin nicht erfüllen. Die Beschlusskammer teilt im Grundsatz diese Auffassung, sieht indes keine Notwendigkeit für eine ausdrückliche Regelung im Zugangsbereich. Die beschriebene Konstellation steht im Zusammenhang mit dem Import odorierten Gases aus Frankreich zur Absicherung der nationalen Versorgungssicherheit in Deutschland. Der regulatorische Umgang hiermit wird durch die Festlegung „VOLKER“ (BK9-22/606) der Beschlusskammer 9 vom 08.11.2022 und ihre Verlängerung durch Beschluss vom 26.04.2024 geregelt. Daraus ergibt sich zugleich auch die vorübergehende regulatorische Billigung der Übernahme von Gasmengen durch die Betreiber von

Gasversorgungsnetzen, die den Spezifikationen der Gasbeschaffenheit nicht genügen. Zugangsseitig gelten dabei die gesetzlichen Anforderungen an die Gewährung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs zu angemessenen Bedingungen. Anhand dieser Maßstäbe wäre auch das Verhalten eines Netzbetreibers zu messen, die Übernahme von Gasmengen aus einer Gasspeicheranlage wegen Nichteinhaltung der Spezifikationen der Gasbeschaffenheit zu verweigern, obwohl zuvor der Transport dieser Gasmengen im Rahmen der Einspeicherung akzeptiert wurde.

- 64 Nicht aufgegriffen hat die Beschlusskammer ferner eine weitere Forderung aus der ersten Konsultation (VNG), von einer Kompatibilität des zur Einspeisung anstehenden Gases bereits dann auszugehen, wenn dadurch die Eigenschaften des im System befindlichen Gases nicht wesentlich abweichend von den veröffentlichten Eigenschaften verändert werden. Ungeachtet dessen, dass schon die Einführung des Begriffs einer „unwesentlichen Abweichung“ mit erheblichen Auslegungsschwierigkeiten und Rechtsunsicherheiten verbunden wäre, hält die Beschlusskammer eine Aufweichung der Kompatibilitätsanforderungen weder für sinnvoll noch für erforderlich. Sie könnte sich zu Lasten eines sicheren Netzbetriebs auswirken und die gegenwärtige Ausgewogenheit des Pflichtenregimes zwischen Transportkunden und Netzbetreibern in diesem Zusammenhang in Frage stellen.
- 65 Mit den Vorgaben in Tenorziffer 2 lit. d) werden die Regelungen des § 8 Abs. 2 GasNZV, die sich nach der Systematik der GasNZV auf das Angebot technischer Kapazität beziehen (so ausdrücklich § 9 Abs. 1 Satz 1 GasNZV) – ohne inhaltliche Änderungen – überführt. Zugleich wird, ebenfalls ohne inhaltliche Änderungen, auch die Verpflichtung aus § 11 Abs. 1 Satz 1 Halbsatz 1 GasNZV zum Angebot von unterbrechbarer Kapazität in die Tenorziffer 2 lit. d) aufgenommen: Tenorziffer 2 lit. d) Satz 1 regelt insoweit die Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber zum Angebot von frei zuordenbarer Kapazität auf fester und unterbrechbarer Basis nach Maßgabe der weiterhin geltenden Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052). In diesem Zusammenhang weist die Beschlusskammer darauf hin, dass die festgelegten Definitionen aller zulässigen Kapazitätsprodukte nach der Festlegung „KASPAR“ sämtliche Eigenschaften der freien Zuordenbarkeit abbilden, die § 8 Abs. 2 Satz 1 und Satz 3 GasNZV mit Blick auf das Angebot technischer Kapazität grundsätzlich vorschreiben. Mit Tenorziffer 2 lit. d) Satz 2 wird ferner die Vorschrift des § 8 Abs. 2 Satz 2 GasNZV, die konkretisierende Vorgaben zu dem in § 20 Abs. 1b) EnWG verankerten entry-exit System enthält, wortlautidentisch überführt.
- 66 Tenorziffer 2 lit. d) Satz 3 regelt die Pflichten der Fernleitungsnetzbetreiber im Zusammenhang mit dem Angebot technischer Kapazität. Danach ist die technische Kapazität im größtmöglichen Umfang als feste, frei zuordenbare Kapazität (FZK) anzubieten, während nur der verbleibende Teil der technischen Kapazität, der sich aufgrund netztechnischer Restriktionen nicht zum Angebot von FZK eignet, als bedingte Kapazität anzubieten ist. Diese Vorgaben stehen im

Einklang mit europäischem Recht: Technische Kapazität ist in Art. 2 Nr. 19 der Verordnung (EU) 2024/1789 definiert als die verbindliche Höchstkapazität, die den Netznutzern unter Berücksichtigung der Netzintegrität und den betrieblichen Anforderungen angeboten werden kann. Unter verbindlicher (also „fester“) Kapazität ist in diesem Zusammenhang die Kapazität des Leitungssystems zu verstehen, die vom Netzbetreiber vertraglich als nicht unterbrechbare Kapazität zugesichert wurde, vgl. Art. 2 Nr. 17 der Verordnung (EU) 2024/1789. Unter die verbindliche Kapazität fällt nach Art. 2 Nr. 35 der Verordnung (EU) 2024/1789 auch die bedingte Kapazität, die mit transparenten und vorab festgelegten Bedingungen für den Zugang zu und vom Virtuellen Handelspunkt oder für eine beschränkte Zuordenbarkeit verbunden ist. Die bedingte Kapazität ist danach ebenfalls Teil der technischen Kapazität. Nach Erwägungsgrund 17 der Verordnung (EU) 2024/1789 soll sie jedoch nur angeboten werden, wenn verbindliche Kapazität (im Sinne von „fest und frei zuordenbar“) nicht angeboten werden kann. Zudem sollten die Netzbetreiber die Bedingungen für die bedingte Kapazität in Abhängigkeit von betrieblichen Beschränkungen festlegen. Die Regulierungsbehörde sollte die Bedingungen akzeptieren und sicherstellen, dass die Anzahl der bedingten Kapazitätsprodukte beschränkt wird, um die Einhaltung des Grundsatzes eines effizienten Zugangs Dritter sicherzustellen. Diese im europäischen Recht nunmehr verankerte Systematik wird durch Tenorziffer 2 lit. d) Satz 3 abgebildet. Sie entspricht dem bisherigen Regelungsregime der GasNZV und dem Verständnis, das die Beschlusskammer bereits in vergangenen Festlegungsverfahren zugrunde gelegt hat: Mit der Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052) wurde in Deutschland ein abschließender Katalog zulässiger Kapazitätsprodukte festgelegt. Als feste Kapazitätsprodukte werden darin die FZK sowie die bedingten Kapazitätsprodukte, die bedingt feste, frei zuordenbare Kapazität (bFZK) und die feste, dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) zugelassen. Dabei hat die Beschlusskammer bereits in der Festlegung „KASPAR“ (vgl. Satz 20) zum Ausdruck gebracht, dass es nach ihrer Ansicht den gesetzlichen (vgl. § 20 Abs. 1b Satz 1 und 10 EnWG) wie auch den Zielen und Zwecken der GasNZV entspricht, das Angebot und die Ausgestaltung bedingter Kapazität an netztechnische Restriktionen zu knüpfen. Fernleitungsnetzbetreiber können danach weder allein noch unter Einbezug einzelner Transportkunden Beschränkungen der festen, freien Zuordenbarkeit von Kapazität vornehmen, die nicht technisch bedingt sind. Die hierin liegenden unternehmerischen und marktseitigen Beschränkungen werden aufgewogen durch das Ziel des effizienten und diskriminierungsfreien Netzzugangs im entry-exit System.

- 67 Mit Tenorziffer 2 lit. e) (interne Bestellung) und lit. f) (Abwicklung von Transporten zwischen örtlichen Verteilnetzbetreibern) werden die Vorschriften des § 8 Abs. 3 und Abs. 4 GasNZV wortlautidentisch überführt.
- 68 Tenorziffer 2 lit. e) enthält die Grundprinzipien, nach denen ein Gastransport innerhalb eines Marktgebietes zwischen den Netzbetreibern abgewickelt wird.

- 69 Das Zweivertragsmodell, mit dessen Einführung die Buchungsnotwendigkeit zwischen den Netzbetreibern entfallen ist, hat sich bewährt. Zur operativen Abwicklung des Zweivertragsmodells ist es weiterhin erforderlich, dass der vorgelagerte Netzbetreiber darüber in Kenntnis gesetzt wird, in welchem Umfang Kapazität in seinem Netz von nachgelagerten Netzbetreibern für eine zuverlässige Belieferung von Letztverbrauchern in Anspruch genommen wird. Damit der vorgelagerte Netzbetreiber verlässliche Angaben hierzu erhält, wird der nachgelagerte Netzbetreiber weiterhin verpflichtet, die entsprechend benötigten Kapazitäten im vorgelagerten Netz intern zu bestellen. Tenorziffer 2 lit. e) Satz 2 stellt klar, dass für die interne Bestellung die Tenorziffern 4 bis 8 keine Anwendung finden und die Netzkopplungspunkte daher auch nicht separat gebucht werden können.
- 70 Tenorziffer 2 lit. f) regelt die Abwicklung des Netzzugangs zwischen zwei örtlichen Verteilnetzbetreibern für den Fall, dass ein örtliches Verteilnetz dem anderen vorgelagert ist. Er stellt klar, dass die Kapazitätsabwicklung in diesem Fall auf Basis einer anzumeldenden Vorhalteleistung erfolgt.
- 71 Nicht aufgegriffen hat die Beschlusskammer eine Forderung der zweiten Konsultation, bei Tenorziffer 2 lit. e) das Wort „Netzbetreiber“ durch das Wort „Verteilernetzbetreiber“ (FNB Gas, BDEW, Creos) sowie das Wort „Fernleitungsnetzbetreiber“ durch „vorgelagerte Netzbetreiber“ zu ersetzen und als Folge dieser Anpassung die Regelung aus Tenorziffer 2 lit. f) in eine „kann“ Regelung zu überführen (Creos). Durch die Änderung solle eine interne Bestellung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern weiterhin ausgeschlossen werden. Die Formulierung des § 8 Abs. 3 GasNZV umfasse zudem nicht die gängige Praxis der Bestellung fester Ausspeisekapazitäten (interne Bestellung) zwischen Verteilernetzbetreibern, weshalb die geforderten Anpassungen zur Schaffung von Transparenz, Verlässlichkeit und Rechtssicherheit vorgenommen werden sollten. Durch die Anpassung würde die Möglichkeit, das Vorgehen der internen Bestellung unabhängig von der Netzbetreiberebene durchzuführen, transparent und verlässlich kommuniziert. Die Beschlusskammer kann die genannten Argumente zwar nachvollziehen, entscheidend gegen eine Änderung sprach aus Sicht der Beschlusskammer aber, dass die aktuelle Praxis, die sich gerade unter dem aktuellen Wortlaut des § 8 Abs. 3 GasNZ etabliert hat, bewährt hat und funktioniert und auch einer entsprechenden Konkretisierung im Rahmen der Kooperationsvereinbarung Gas nicht im Wege steht. Vor diesem Hintergrund und weil mit den vorgeschlagenen Änderungen gerade keine materiellrechtlichen Anpassungen, sondern lediglich Klarstellungen intendiert werden, sieht die Beschlusskammer hier die Gefahr, dass durch eine entsprechende Änderung eher Unsicherheiten und Folgeprobleme entstehen würden. So würde die Folgeanpassung in Tenorziffer 2 lit. f) eine materiellrechtliche Änderung darstellen, für die es grundsätzlich keine Notwendigkeit gibt und die in den Stellungnahmen auch nicht angeregt wird. Eine Übernahme der Änderungsvorschläge würde in dem Fall damit gerade dem übergeordneten

Ziel der vorliegenden Festlegung, Kontinuität und Rechtssicherheit zu gewährleisten, vgl. dazu Punkt 3.5.1., entgegenstehen.

- 72 Mit Tenorziffer 2 lit. g) wird die in § 8 Abs. 5 GasNZV geregelte Möglichkeit, technische Ausspeisemeldungen und die Einhaltung technischer Grenzen zu verlangen, wortlautidentisch überführt. Im Rahmen der zweiten Konsultation wurde die Übernahme des § 8 Abs. 5 der GasNZV in einigen Stellungnahmen (FNB Gas, BDEW) grundsätzlich begrüßt. Es wurde aber gleichzeitig angeregt, eine Klarstellung bezüglich der vertraglichen Vereinbarung der Mengenanmeldung für RLM-Kunden durchzuführen. Die bestehende Regelung sei insofern widersprüchlich, als dass sie den Netzbetreibern einerseits einen Anspruch zugestehe ("kann verlangen"), am Ende der Regelung dies aber wieder unter den Vorbehalt einer vertraglichen Vereinbarung stelle ("und entsprechend vereinbart wurde"). Dieser Punkt sei in der Kooperationsvereinbarung bereits inklusive der Modalitäten der Ausspeisemeldungen massengeschäftstauglich vereinbart und finde Eingang in die AGB der Netzbetreiber (vgl. § 15 und § 15a Anlage 1 der KOV XIV.1) und sei somit entbehrlich. Die Verbände schlagen daher vor, den letzten Halbsatz ("und entsprechend vereinbart wurde.") nicht zu überführen. Die Beschlusskammer sieht in der aktuellen Formulierung keinen Widerspruch, sondern eine ergänzende Klarstellung und hat sich daher gegen eine entsprechende Streichung entschieden. Denn aus der Formulierung des letzten Halbsatzes wird vielmehr deutlich, dass es zusätzlich auch einer vertraglichen Vereinbarung bedarf. Durch eine entsprechende Streichung würde der Sinn dahingehend verändert, dass der Netzbetreiber dies abstrakt fordern könnte und es keiner vertraglichen Regelung mehr bedarf. Das Argument, dass das Verfahren bereits in der Kooperationsvereinbarung Gas geregelt sei, ist insofern nicht ausreichend überzeugend, als dass die ausdrückliche Aufnahme in der vorliegenden Festlegung einen höheren Grad an Rechtssicherheit gewährleistet.
- 73 Mit Tenorziffer 2 lit. h) (Netzkopplungsverträge) werden die Vorgaben des § 7 GasNZV wortlautidentisch in die Festlegung überführt. Die Beschlusskammer greift damit Forderungen (FNB Gas, BDEW) aus der ersten Konsultation auf, diese Vorschriften nicht in die Bilanzierungsfestlegung GaBi Gas 2.1 (BK7-24-01-008), sondern in die vorliegende Festlegung aufzunehmen.
- 74 Mit Tenorziffer 2 lit. h) Satz 1 werden Netzbetreiber zum Abschluss von Netzkopplungsverträgen verpflichtet, damit es nicht aufgrund ungeklärter vertraglicher Verhältnisse zu Störungen beim Gastransport kommt, die letztlich die Sicherheit der Versorgung von Kunden mit Erdgas gefährden könnte. Tenorziffer 2 lit. h) Satz 2 bezweckt den Schutz wirtschaftlich sensibler Daten. Hauptsächlich Begünstigte dieser Regelung sind die Transportkunden, auch wenn diese Vertraulichkeitsanforderungen in Verträgen zwischen Netzbetreibern enthalten sind; berechnigte Vertraulichkeitsinteressen der vertragsschließenden Netzbetreiber selbst sind jedoch gleichermaßen geschützt. Tenorziffer 2 lit. h) aa) enthält Mindestangaben, die in allen Verträgen

enthalten sein müssen. Die Vorgabe von Mindestangaben gewährleistet eine inhaltliche Standardisierung, die den Abschluss und die Kompatibilität der Netzkopplungsverträge erleichtert. Tenorziffer 2 lit. h) bb) verpflichtet die Netzbetreiber, an den physischen Netzkopplungspunkten über die ihr Netz mit dem eines anderen Netzbetreibers verbunden ist, Netzkopplungskonten, einzurichten. Dadurch soll ein unterbrechungsfreier Gastransport auch in Fällen gewährleistet werden, in denen die Abweichungen vom physischen Normalzustand des Netzes u. a. mit Blick auf übliche Flussrichtung und Größe im Netz befindlicher Gasvolumina auftreten. Ziel ist, eine sichere Versorgung der Endkunden mit Gas auch in Situationen zu gewährleisten, die von den üblichen Gegebenheiten im Netz abweichen. Zudem kann das in den Netzkonten an den Netzkopplungspunkten vorgehaltene Gas innerhalb des Regel- und Ausgleichsenergiesystems einen Beitrag zur Netzstabilität leisten, da es vom Netzbetreiber ohne vorherige Rückfrage beim angrenzenden Netzbetreiber als interne Regelenergie eingesetzt werden kann.

- 75 Im Rahmen der zweiten Konsultation wurde angemerkt (FNB Gas, BDEW), dass Tenorziffer 2 lit. h) bb) entfallen könne, da seit Zusammenlegung der Marktgebiete inländisch keine nominierten Punkte und auch keine zwischen Netzbetreibern abzuwickelnden Transportverträge an den betroffenen Punkten existieren würden. Ein Aufrechterhalten der Regelung mache deshalb nur noch für Grenzübergangspunkte Sinn; diese seien aber bereits über Artikel 9 der Verordnung (EU) 2015/703 (NC INT) abgedeckt. Die Beschlusskammer hat sich – trotz grundsätzlicher Zustimmung und Verständnis für die vorgebrachten Anmerkungen – für eine Überführung der bewährten Regelung des § 7 Abs. 2 GasNZV entschieden und insbesondere aufgrund noch nicht absehbarer zukünftiger europäischer und nationaler Entwicklungen von einer Änderung abgesehen. Im Übrigen steht die wortlautidentische Überführung des § 7 Abs. 2 GasNZV der weiteren Umsetzung der bewährten Praxis nicht entgegen.

3.5.2.3 Erwägungen zu Tenorziffer 3

- 76 Mit Tenorziffer 3 werden konkrete Vorgaben zur Ermittlung technischer Kapazität der leitungsgebundenen Gasversorgungsnetze festgelegt.
- 77 Tenorziffer 3 lit. a) überführt inhaltsgleich die in § 9 Abs. 1 GasNZV aufgestellte Pflicht der Fernleitungsnetzbetreiber, die technische Kapazität zu ermitteln; das dabei von den Fernleitungsnetzbetreibern anzuwendende Verfahren wird ebenfalls nach den Vorgaben des § 9 Abs. 2 GasNZV inhaltsgleich durch Tenorziffer 3 lit. b) fortgeführt. In Tenorziffer 3 lit. b) Satz 1 und 2 wird bestimmt, dass die von den Fernleitungsnetzbetreibern in einem Marktgebiet durchgeführte Kapazitätsberechnung auf Grundlage von Lastflusssimulationen nach dem jeweils aktuellen Stand der Technik erfolgen muss. Im Rahmen dieser Lastflusssimulationen werden auch netz- und marktgebietsüberschreitende Lastflüsse berücksichtigt. Damit sollen neue Erkenntnisse in der Kapazitätsberechnung berücksichtigt und gleichzeitig vermieden werden, dass das Gesamtangebot an verfügbarer Kapazität aufgrund nicht mehr zeitgemäßer Annahmen oder

Methoden verringert wird. Bei der Kapazitätsberechnung sollen insbesondere die historische und für die Zukunft prognostizierte Kapazitätsauslastung, die historische und prognostizierte Nachfrage nach Kapazität sowie Gegenströmungen auf Basis der wahrscheinlichen und realistischen Lastflüsse berücksichtigt werden. Damit wird in der Festlegung ausdrücklich eine „dynamischere“, auf aktuelle Besonderheiten und Entwicklungen im jeweiligen Netz abgestimmte Kapazitätsberechnung vorgesehen. Die Berücksichtigung von Auslastung und Nachfrage soll dazu dienen, die Berechnungsparameter oder -methoden für die Kapazitätsberechnung in einer Weise anzupassen, dass Kapazität z. B. an dauerhaft stark nachgefragten oder ausgelasteten Punkten – ggf. auch nur für kürzere Zeiträume – im Netz erhöht wird. Die Vorgabe, dass die Annahmen hinsichtlich der Lastflüsse wahrscheinlich und realistisch sein müssen, gewährleistet, dass die bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigten Parameter belastbar sind. Hiermit kann u. a. ineffizienter Netzausbau vermieden werden. Tenorziffer 3 lit. b) Satz 3 regelt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber und die Betreiber nachgelagerter Netze bei der Kapazitätsberechnung mit dem Ziel der Maximierung zusammenarbeiten müssen. Mit dieser Verpflichtung zur Zusammenarbeit soll sichergestellt werden, dass die Netzinfrastruktur optimal genutzt werden kann. Insbesondere können eventuell vorhandene Synergieeffekte angemessen genutzt werden, die bei einer allein auf das eigene Netz gerichteten Betrachtung eventuell übersehen werden. Damit dies ermöglicht wird, sieht Tenorziffer 3 lit. b) Satz 4 vor, dass sich die Netzbetreiber die erforderlichen Informationen zur Verfügung stellen. Die Vorschrift zielt somit vorrangig auf die Erhöhung der Transparenz der Berechnung, belässt jedoch die Auswahl der anzuwendenden Parameter oder des relevanten Kapazitätsberechnungsmodells dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber.

- 78 Im Rahmen der ersten Konsultation wurde gefordert (E.ON), durch eine Ergänzung der Regelung sicherzustellen, dass auch vor dem Hintergrund der Gasnetztransformation ausreichend frei zuordenbare Kapazität bereitsteht. Die Beschlusskammer sieht das Angebot frei zuordenbarer Kapazität hingegen als durch die bestehenden gesetzlichen Vorgaben und solche der Festlegung „ANIKA“ (BK7-23-043) ausreichend sichergestellt. Gemäß Tenorziffer 2 lit. d) ist immer das größtmögliche Maß an FZK anzubieten. Sofern ein solches Angebot nicht im ausreichenden Maß möglich ist, kommt eine Erhöhung des Angebots von FZK unter Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen in Betracht. Bei Ermittlung und Maximierung von FZK haben die Netzbetreiber zusammenzuarbeiten.
- 79 Nicht aufgegriffen hat die Beschlusskammer zudem eine weitere Forderung aus der ersten Konsultation (INES), die Transparenzanforderungen bei der Ermittlung der technischen Kapazität zu erhöhen. Dabei wurde zum einen die Aufnahme einer Pflicht zu einer bundesweiten und transparenten Berechnung der Kapazität gefordert. Zum anderen wurde verlangt, die Transparenz zu historischen und prognostizierten Kapazitätsnutzungen durch eine punktscharfe Veröffentlichungspflicht der jeweiligen Nutzungsdaten zu erhöhen. Weiter sollten die

Fernleitungsnetzbetreiber zur Ermittlung der Auslastung bestehender Kapazität verpflichtet werden und das Verfahren für Marktteilnehmer transparent gemacht werden.

- 80 Von einer entsprechenden Neuregelung zur Ermittlung der technischen Kapazität sieht die Beschlusskammer ab, da durch bestehende europäische Regelungen hinreichende Anforderungen an die Transparenz gestellt werden und durch die Überführung des § 9 Abs. 2 GasNZV in Tenorziffer 3 lit. b) ein bundesweites Verfahren für die erforderlichen Kapazitätsberechnungen ausreichend sichergestellt wird. Auf europäischer Ebene besteht ein detailliertes und einheitliches Verfahren zur Kapazitätsberechnung für Kopplungspunkte, vgl. Art. 6 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung). Zudem sind die Fernleitungsnetzbetreiber nach Art. 33 Abs. 3 in Verbindung mit Ziffer 3.1.2. lit. m) des Anhang I der Verordnung (EU) 2024/1789 (ab Geltungsbeginn der Verordnung am 5. Februar 2025) auch verpflichtet, zu den in Ziffer 3.2. Anhang I der Verordnung (EU) 2024/1789 genannten maßgeblichen Punkten eine ausführliche und umfassende Beschreibung der Methodik und des Verfahrens, die für die Berechnung der technischen Kapazität verwendet werden, einschließlich Informationen über die zugrunde gelegten Parameter und wichtigsten Annahmen, zu veröffentlichen.
- 81 Die Beschlusskammer weist an dieser Stelle klarstellend darauf hin, dass die Vorgaben der Festlegung „ANIKÄ“ (BK7-23-043) vom 21.03.2024 unberührt bleiben. In der Festlegung „ANIKÄ“ wurden die Vorgaben des §9 Abs. 3 GasNZV über die Prüfung und den Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen unter Einbeziehung von marktbasieren Instrumenten und des Kapazitätsrückkaufs überführt. Zusätzliche Regelungen hierzu waren im Rahmen der vorliegenden Festlegung daher entbehrlich. Verschiedene Vorschläge der Teilnehmer der ersten Konsultation (EFET D, EnBW) haben mit Blick auf die Festlegung „ANIKÄ“ gefordert, eine klar definierte Prüfreihenfolge kapazitätserhöhender Maßnahmen zur Erhöhung von FZK in Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Zumutbarkeit aufzunehmen sowie die Transparenzanforderungen für die Netzbetreiber an diesem Punkt zu verschärfen. Die Beschlusskammer sieht jedoch zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Veranlassung, Vorgaben der Festlegung „ANIKÄ“ zu ändern oder zu ergänzen. Die durch die Festlegung „ANIKÄ“ definierte Prüf- und Einsatzreihenfolge stellt sicher, dass durch den Einsatz von kapazitätserhöhenden Maßnahmen die größtmögliche Erhöhung des Angebots an FZK im Marktgebiet erreicht wird.
- 82 Nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung ist die mit Blick auf § 9 Abs. 1 und Abs. 2 GasNZV i.V.m. § 17 GasNZV im Rahmen der ersten Konsultation (VNG) erhobene Forderung, die Fernleitungsnetzbetreiber im Zusammenhang mit der Ermittlung der technischen Kapazität zur Durchführung einer Marktabfrage zur Evaluierung der prognostizierten Kapazitätsnachfrage im Rahmen des Szenariorahmens zu verpflichten. Über die an den Szenariorahmen zu stellenden

rechtlichen oder prozeduralen Anforderungen ist im Prozess der Netzentwicklungsplanung zu entscheiden.

- 83 Nicht überführt werden im Rahmen der vorliegenden Festlegung schließlich die Vorschriften des § 9 Abs. 4 GasNZV. Diesen Regelungen kommt nach dem Auslaufen des in Deutschland übergangsweise etablierten Überbuchungs- und Rückkaufsystems „KAP+“ (BK7-19-037) keine praktische Bedeutung mehr zu. Dementsprechend wurde auch in den Stellungnahmen keine Notwendigkeit der Überführung der Regelung gesehen.

3.5.2.4 Erwägungen zu Tenorziffer 4

- 84 Mit Tenorziffer 4 werden besondere Vorgaben für den Zugang zu Fernleitungsnetzen festgelegt. Dies betrifft die vertragliche Ausgestaltung der Ein- und Ausspeiseverträge sowie das Angebot und die Zuweisung von Kapazität.
- 85 Mit Tenorziffer 4 lit. a) Satz 1 werden Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, Transportkunden standardisierte Ein- und Ausspeiseverträge anzubieten, durch die Kapazitätsrechte des Transportkunden an Ein- und Ausspeisepunkten des entry-exit Systems des Marktgebiets begründet werden. Damit wird § 3 Abs. 3 Satz 1 GasNZV inhaltsgleich überführt. Eine explizite Überführung von § 3 Abs. 3 Satz 2 GasNZV (vertragliche Ausgestaltung der freien Zuordenbarkeit von Kapazität durch die Fernleitungsnetzbetreiber) ist aus Sicht der Beschlusskammer im Rahmen von Tenorziffer 4 dagegen entbehrlich. Die Verpflichtung, Kapazität frei zuordenbar auszugestalten, folgt bereits aus Tenorziffer 2 lit. d) Satz 1 und den Produktdefinitionen der weiterhin geltenden Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052).
- 86 Nach Tenorziffer 4 lit. a) Satz 2 haben die Fernleitungsnetzbetreiber hierzu, beispielsweise im Rahmen einer Kooperationsvereinbarung Gas und unter angemessener Beteiligung der Marktakteure sowie der Bundesnetzagentur, gleichwertige vertragliche Bedingungen aufzustellen und zu veröffentlichen, die den Ein- und Ausspeiseverträgen ohne Diskriminierung zugrunde gelegt werden. Diese vertraglichen Bedingungen sind der Bundesnetzagentur vorzulegen und gelten gem. Tenorziffer 4 lit. a) Satz 3 als genehmigt, sofern die Bundesnetzagentur sie nicht innerhalb von drei Monaten beanstandet.
- 87 Mit Tenorziffer 4 lit. a) Satz 2 und Satz 3 wird europäischen Vorgaben Rechnung getragen. Nach Art. 6 Abs. 1 UAbs. 2 der Verordnung (EU) 2024/1789 haben Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber ihren Kunden gleichwertige vertragliche Bedingungen zugrunde zu legen, indem sie entweder harmonisierte Transportverträge oder einen Netzkodex benutzen, die von der zuständigen Regulierungsbehörde genehmigt worden sind. Nach Auffassung der Beschlusskammer hat sich die Ausarbeitung gleichwertiger Vertragsbedingungen für den Netzzugang durch den Prozess der Kooperationsvereinbarung Gas, der eine angemessene

Beteiligung der Marktakteure sowie der Bundesnetzagentur ermöglicht, bewährt. Dies wird durch Tenorziffer 4 lit. a) Satz 2 klargestellt. Dem europarechtlich geforderten Genehmigungserfordernis wird durch Tenorziffer 4 lit. a) Satz 3 hinreichend Rechnung getragen, sodass einzelne Genehmigungsverfahren im Hinblick auf die periodisch überarbeitete Kooperationsvereinbarung Gas auch zukünftig entbehrlich sind. Allerdings behält sich die Beschlusskammer – wie auch gegenwärtig – vor, Vertragsbedingungen der Ein- und Ausspeiseverträge im Rahmen ihrer Befugnisse zu beanstanden, sofern diese mit den gesetzlichen oder festgelegten Vorgaben nicht vereinbar sind. Die gewählte Frist von drei Monaten stellt dabei einen angemessenen und zumutbaren Zeitraum dar, in dem die Bundesnetzagentur auf der einen Seite die erforderliche Prüfung vornehmen kann und wodurch auf der anderen Seite länger anhaltende Schwebezustände verhindert und so zeitnah Rechtssicherheit für die Marktakteure hergestellt wird. Der in Tenorziffer 4 enthaltende Verweis auf die Kooperationsvereinbarung Gas wurde im Rahmen der zweiten Konsultation ausdrücklich begrüßt (FNB Gas, BDEW). Kritische Stellungnahmen wurden hierzu weder im Rahmen der ersten noch im Rahmen der zweiten Konsultation eingereicht.

- 88 Mit Tenorziffer 4 lit. b) aa) werden Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, feste und unterbrechbare Kapazität nach Maßgabe der Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052) auf Jahres-, Quartals-, Monats- und Tagesbasis sowie untertägiger Basis anzubieten.
- 89 Mit der Regelung werden die in § 11 Abs. 1 Satz 1 Halbsatz 2 GasNZV vorgegebenen Produktlaufzeiten für Kapazität inhaltsgleich überführt. Eine Überführung von § 11 Abs. 1 Satz 2 GasNZV ist aus Sicht der Beschlusskammer dagegen entbehrlich: Die darin verankerte Pflicht zur Zusammenarbeit, um aufeinander abgestimmte Kapazitätsprodukte in möglichst großem Umfang anzubieten, ist teilweise bereits in § 20 Abs. 1b) Satz 8 EnWG geregelt und folgt zudem aus der Verpflichtung zur Maximierung technischer Kapazität. Durch die Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052) wird darüber hinaus die Zielsetzung von abgestimmten bzw. standardisierten Kapazitätsprodukten bereits umgesetzt.
- 90 Im Rahmen der ersten Konsultation wurde verschiedentlich (BDEW, EFET D, VNG, Uniper) auf den gegenwärtigen Prozess der Novellierung der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) hingewiesen. Im Rahmen dieses Prozesses wird unter anderem die Einführung weiterer Produktlaufzeiten diskutiert. Die Beschlusskammer teilt die Einschätzung, dass eine Angleichung der in Deutschland geltenden Produktlaufzeiten mit den Produktlaufzeiten, die im Anwendungsbereich der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) gelten, sinnvoll sein dürfte. Allerdings sollte der Prozess auf europäischer Ebene abgeschlossen sein, bevor entsprechende Anpassungen auf nationaler Ebene in Erwägung gezogen werden.
- 91 Mit Tenorziffer 4 lit. b) bb) wird die Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber aus § 12 Abs. 1 Satz 1 GasNZV, Ein- und Ausspeisekapazität über eine Primärkapazitätsbuchungsplattform zu

vergeben, inhaltsgleich abgebildet. Die weiteren Vorgaben des § 12 GasNZV zum Betrieb, den Kosten und den Anforderungen an die Primärkapazitätsbuchungsplattform stehen in keinem unmittelbaren Bezug zu den in Tenorziffer 4 festzulegenden Vorgaben hinsichtlich des Zugangs zu Fernleitungsnetzen. Sie werden daher im Rahmen von Tenorziffer 6 (Verwendung von Kapazitätsbuchungsplattformen) inhaltsgleich überführt. Dabei wird – entsprechend einer Forderung aus der ersten Konsultation (FNB Gas) – berücksichtigt, dass in Europa mehrere Buchungsplattformen existieren und betrieben werden können. Die Regelung hat sich bewährt und wurde weder im Rahmen der ersten noch im Rahmen der zweiten Konsultation kritisch bewertet.

- 92 Gemäß Tenorziffer 4 lit. b) cc) werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, Ein- und Ausspeisekapazität an unterschiedlichen Einspeisepunkten zu Zonen zusammenzufassen, die es ermöglichen, eine Einspeisung von Gas auf der Basis einer Einspeisekapazitätsbuchung an einem einzigen Einspeisepunkt vorzunehmen, soweit dies strömungsmechanisch möglich ist. Bei Berechnung und anschließender Ausweisung von Kapazität an einzelnen Punkten werden verschiedene Berechnungsszenarien zu Grunde gelegt. Es ist denkbar, dass sich bei der Berechnung der Kapazität an einem Punkt zeigt, dass z.B. die Einspeisung an diesem Punkt nicht in allen berücksichtigten Szenarien möglich ist und eine Kapazitätszuweisung damit nicht erfolgen kann. Soweit dieser Fall an verschiedenen Einspeisepunkten jeweils bei verschiedenen Szenarien eintritt, soll die benötigte Kapazität dennoch zugewiesen werden. Tritt das Szenario ein, in dem die Einspeisung vom Netzbetreiber am gebuchten Punkt nicht mehr gewährleistet werden kann, ist es Aufgabe des Netzbetreibers, die Gasflüsse flexibel anzupassen, um das angestellte Gas über einen anderen Einspeisepunkt in der Einspeisezone in das Netz einzuspeisen. Die Regelung ermöglicht eine flexiblere Nutzung des Gasnetzes und trägt dazu bei, den Umfang verfügbarer technischer Kapazitäten zu erhöhen. Tenorziffer 4 lit. b) cc) Satz 3 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die Bildung von Ein- und Ausspeisezonen zu ermöglichen, wenn dieses aufgrund strömungsmechanischer Gegebenheiten zunächst nicht möglich sein sollte. Mit der Regelung werden die Vorgaben des § 11 Abs. 2 GasNZV inhaltsgleich überführt. Die Vorgaben haben sich bewährt und wurden in den Konsultationen nicht kritisch bewertet.
- 93 Mit Tenorziffer 4 lit. c) werden für Kopplungspunkte im Sinne des Art. 3 Nr. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung), für virtuelle Kopplungspunkte im Sinne des Art. 3 Nr. 23 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) sowie für Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländern zusätzliche Vorgaben festgelegt.
- 94 Soweit die Festlegung KARLA Gas 1.1 (BK7-15-001) vom 14.08.2015 durch Tenorziffer 4 lit. c) aa) bis cc) geändert wird, hält die Beschlusskammer es eingedenk des Ziels der grundsätzlich unveränderten Überführung der GasNZV-Regelungen für sachgerecht, dies gemeinsam und im

Sachzusammenhang mit den übrigen in der neuen Festlegung KARLA 2.0 überführten Vorschriften zu tun und darzustellen. Erhebliche Schwierigkeiten in der Rechtsanwendung sieht die Beschlusskammer dadurch nicht. Insbesondere hat sie die geänderten Regelungen der Festlegung KARLA Gas 1.1 im Wege der tenorierten Hinweise im Anschluss an den jeweiligen Änderungsbefehl übersichtlich dargestellt. Sie wird darüber hinaus eine unverbindliche Lesefassung der Festlegung KARLA Gas 1.1 in der ab dem 01.01.2026 gültigen Fassung auf ihrer Webseite (www.bundesnetzagentur.de) veröffentlichen.

- 95 Soweit in der zweiten Konsultation gefordert wurde klarzustellen (BDEW), dass die Regelungen der Tenorziffer 4, soweit sie Kopplungspunkte betreffen, nur für solche der Fernleitungsnetze und nicht auch für solche der Verteilernetze gelten, hält die Beschlusskammer eine entsprechende Anpassung ihres Tenors indes für entbehrlich, da Tenorziffer 4 insgesamt bereits nur für Fernleitungsnetzbetreiber gilt. Die Terminologie des Kopplungspunktes entspricht zudem der Begriffsbestimmung aus Art. 3 Nr. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung), dessen Vorgaben sie hier überführt.
- 96 Mit Tenorziffer 4 lit. c) aa) wird Tenorziffer 5 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 vor dem Hintergrund aktualisiert, dass die darin in Bezug genommene Verordnung (EU) Nr. 984/2013 (ehemaliger Netzkodex Kapazitätszuweisung) in der Zwischenzeit durch die derzeit geltende Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) ersetzt wurde. Mit der Aktualisierung wird klargestellt, dass auch die derzeit geltende Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) auf Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländer gemäß Art. 2 Abs. 1 Satz 2 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) erstreckt wird. Dies entspricht der bestehenden Praxis der Fernleitungsnetzbetreiber.
- 97 Mit Tenorziffer 4 lit. c) bb) wird eine Aktualisierung von Tenorziffer 4 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 vorgenommen. Damit wird zum einen zum Ausdruck gebracht, dass die darin genehmigten Reservierungsquoten auch nach der derzeit geltenden Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) Anwendung finden. Zum anderen werden die Reservierungsquoten damit auch an den virtuellen Kopplungspunkten sowie an Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländer zur Anwendung gebracht, die durch die derzeit geltende Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) eingeführt wurden. Auch dies entspricht der bestehenden Praxis der Fernleitungsnetzbetreiber.
- 98 Mit Tenorziffer 4 lit. c) cc) wird Tenorziffer 2 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 aktualisiert: Zum einen erfolgt ein Verweis auf die derzeit geltende Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung). Zum anderen wird geregelt, dass die „Standardvertragsklauseln Gas“ in der Anlage zur Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de) nicht nur in neu abzuschließende Kapazitätsverträge für Kopplungspunkte, sondern auch in neu abzuschließende Kapazitätsverträge für virtuelle

Kopplungspunkte sowie für Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländer aufzunehmen bzw. bestehende Verträge anzupassen sind. Auch diese Vorgaben zeichnen regulatorisch lediglich nach, was bereits der gängigen Praxis der Fernleitungsnetzbetreiber entspricht. Tenorziffer 4 lit. c) dd) Satz 1 erlaubt es Inhabern unterbrechbarer Kapazität oder Kapazität mit unterbrechbaren Anteilen für Kopplungspunkte im Sinne des Art. 3 Nr. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung), für virtuelle Kopplungspunkte im Sinne des Art. 3 Nr. 23 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) sowie für Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländer bei einer Versteigerung von festen Kapazitätsprodukten Gebote abzugeben, um ihre Kapazität in feste Kapazitätsprodukte oder Kapazitätsprodukte mit geringeren unterbrechbaren Anteilen umzuwandeln. Nach Tenorziffer 4 lit. c) dd) Satz 2 behält der Inhaber der Kapazität seine ursprüngliche Kapazität, wenn er bei der Versteigerung nicht erfolgreich ist.

- 99 Tenorziffer 4 lit. c) dd) berücksichtigt, dass feste Kapazität grundsätzlich wirtschaftlich wertvoller ist als unterbrechbare Kapazität. Vor diesem Hintergrund können sich Inhaber unterbrechbarer Kapazitäten gemäß Satz 1 an der Versteigerung fester Kapazitäten beteiligen und ihre unterbrechbaren Kapazitäten im Erfolgsfall in feste Kapazitäten umwandeln. Folge einer solchen „Kapazitätsumwandlung“ ist, dass erfolgreichen Inhabern unterbrechbarer Kapazitäten das für die unterbrechbare Kapazität bereits gezahlte Entgelt auf den Preis der in der Auktion erworbenen festen Kapazität angerechnet wird. Eine mehrfache, quasi „doppelte“, Entrichtung des Entgelts zunächst für die unterbrechbare und anschließend für die erworbene feste Kapazität wird damit vermieden; jedenfalls in dem Umfang, in dem die neu erworbene feste Kapazität in ihrem Volumen der bereits beim Kapazitätsinhaber „vorhandenen“ unterbrechbaren Kapazität entspricht. Satz 2 gewährleistet, dass sich das aufgrund der Unterbrechbarkeit bereits vorhandene Transportrisiko für den Inhaber der unterbrechbaren Kapazität nicht dadurch erhöht, dass er an der Auktion teilnimmt. Mit der Regelung wird § 13 Abs. 2 GasNZV inhaltsgleich überführt. Die Regelung hat sich grundsätzlich bewährt und wurde in den Konsultationen nicht kritisch bewertet. Im Rahmen der zweiten Konsultation (FNB Gas) wurde lediglich gefordert, klarzustellen, dass die Tenorziffer nur für Fernleitungsnetzbetreiber und nur für buchbare Punkte im Fernleitungsnetz gilt. Die Beschlusskammer hat von einer entsprechenden Klarstellung abgesehen, da Tenorziffer 4 insgesamt bereits nur für Fernleitungsnetzbetreiber gilt und die Regelung somit bereits eindeutig formuliert ist.
- 100 Mit Tenorziffer 4 lit. d) werden zusätzliche Vorgaben für Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Gasspeicheranlagen festgelegt. Die Vorgaben entsprechen inhaltsgleich dem bisherigen Regelungsregime. Mit Tenorziffer 4 lit. d) aa) wird festgelegt, dass Fernleitungsnetzbetreiber Ein- und Ausspeisekapazität mittels Auktionen zu vergeben haben. Somit haben weiterhin diejenigen Transportkunden, die Flexibilitäten durch Einspeisung von Gas an Kopplungspunkten anbieten wollen, als auch diejenigen Transportkunden, die die Flexibilitäten durch Ein- oder Ausspeisung in oder aus der Gasspeicheranlage schaffen wollen, identische Rahmenbedingungen bezüglich

des Verfahrens zum Erwerb der Transportkapazität. Das soll auch künftig für eine Steigerung der Wettbewerbsintensität von Flexibilitäten sorgen, die über unterschiedliche Infrastrukturen bereitgestellt werden.

- 101 Die überführten Regelungen entsprechen inhaltsgleich den allgemeinen Vorgaben in § 13 Abs. 1 Satz 1 i.V.m. Abs. 3 GasNZV. Die Regelungen haben sich bewährt und wurden in den Konsultationen nicht kritisch bewertet.
- 102 Mit Tenorziffer 4 lit. d) bb) wird festgelegt, dass das Verfahren für die Auktionen den Vorgaben für Auktionen an Kopplungspunkten, virtuellen Kopplungspunkten sowie Ein- und Ausspeisepunkten aus und in Drittländer entsprechen muss. Dabei gilt Kapitel III der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) entsprechend. Die Beschlusskammer hat bereits in der Vergangenheit die Auffassung vertreten, dass sich der Verweis in § 13 Abs. 1 Satz 4 GasNZV mindestens auf das gesamte Kapitel III der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) erstreckt (vgl. Festlegung vom 06.12.2018, Az. BK7-18-087, S. 6 ff.). Dies wird in Tenorziffer 4 lit. d) bb) Satz 2 nun ausdrücklich geregelt. Damit ist auch die Einführung konkurrierender Kapazitätsvergaben nach vorheriger Genehmigung der Regulierungsbehörde (weiterhin) möglich, was durch Tenorziffer 4 lit. d) bb) Satz 3 klargestellt werden soll. Die Regelung überführt bezüglich der Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Gasspeicheranlagen § 13 Abs. 1 Satz 4 GasNZV inhaltsgleich, wurde in den Konsultationen nicht kritisch bewertet und entspricht bereits der gängigen Praxis der Fernleitungsnetzbetreiber.
- 103 Mit Tenorziffer 4 lit. d) cc) wird eine Aktualisierung von Tenorziffer 4a. der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-18-087) vom 06.12.2018 vorgenommen: Die darin genehmigten Reservierungsquoten für Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Gasspeicheranlagen, die den Reservierungsquoten an Netzkopplungspunkten, virtuellen Kopplungspunkten sowie Ein- und Ausspeisepunkten aus und in Drittländer entsprechen, sollen danach auch zukünftig unverändert gelten. Auch diese Regelung zeichnet regulatorisch lediglich nach, was bereits der gängigen Praxis der Fernleitungsnetzbetreiber entspricht.
- 104 Tenorziffer 4 lit. d) dd) Satz 1 erlaubt es Inhabern unterbrechbarer Kapazität oder Kapazität mit unterbrechbaren Anteilen für Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Gasspeicheranlagen – entsprechend der parallel Regelung in Tenorziffer 4 lit. c) dd) – bei einer Versteigerung von festen Kapazitätsprodukten Gebote abzugeben, um ihre Kapazität in feste Kapazitätsprodukte oder Kapazitätsprodukte mit geringeren unterbrechbaren Anteilen umzuwandeln. Nach Tenorziffer 4 lit. d) dd) Satz 2 behält der Inhaber der Kapazität seine ursprüngliche Kapazität, wenn er bei der Versteigerung nicht erfolgreich ist. Hinsichtlich der Erwägungen gelten die oben zu Tenorziffer 4 lit. c) dd) ausgeführten Erwägungen.

Tenorziffer 4 lit. e) bestimmt, dass für Einspeisepunkte aus LNG-Anlagen Kapazität des Fernleitungsnetzes in der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen vergeben wird. Mit Tenorziffer 4

lit. e) wird für die Kapazitätsvergabe an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen das First-Come-First-Served-Verfahren (FCFS) beibehalten. Dies entspricht der Regelung des § 13 Abs. 3 Satz 2 GasNZV.

- 105 Von einer Umstellung des Kapazitätsvergabeverfahrens an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen auf Auktionen sieht die Beschlusskammer, insbesondere angesichts der nachvollziehbaren Bedenken (FNB Gas, ConocoPhillips, EFET D, German LNG, INEOS, Uniper) in der ersten Konsultation gegen eine hinreichende Kompatibilität mit den operativen Abläufen der LNG-Einspeisung, zum gegenwärtigen Zeitpunkt ab. Sie hatte ihren ursprünglichen Vorschlag zum einen damit begründet, dass Auktionen an Netzpunkten, an denen potenziell mehrere Transportkunden Kapazität nachfragen, ein transparentes und diskriminierungsfreies Vergabeverfahren darstellen. Zum anderen würde eine Umstellung auf Auktionen auch die Möglichkeit eröffnen, im Falle von Kapazitätsknappheit konkurrierende Kapazitätsvergaben – auch in Konkurrenz zonen mit anderen Netzpunktkategorien, an denen Auktionen durchgeführt werden – zu etablieren. Im Rahmen der ersten Konsultation haben eine Vielzahl von Stellungnahmen (FNB Gas, ConocoPhillips, EFET D, German LNG, INEOS, Uniper) auf die geringere Flexibilität verwiesen, die mit der Anwendung eines Auktionskalenders verbunden wäre. Insbesondere der Auktionskalender der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) passe nicht zum operativen Geschäft und den zeitlichen Gegebenheiten der LNG-Einspeisung im Hinblick auf die Entlade-Slots. Weder bestünde hinreichende Kompatibilität in Bezug auf die Buchung langfristiger Regasifizierungskapazität noch im Hinblick auf unterjährige kurzfristige Regasifizierungskapazität. Eine Umstellung auf Auktionen führe daher zu einer Verringerung der Flexibilität bei Netzeinspeisungen, was negative Effekte auf die Versorgungssicherheit haben könne, bzw. provoziere gleichzeitig ein weniger bedarfsgerechtes Buchungsverhalten. Zugleich drohten höhere Kosten der Transportkunden, was die Attraktivität der Nutzung der LNG-Anlagen in Deutschland verringern würde
- 106 Im Rahmen der ersten Konsultation ist in einigen Stellungnahmen (Uniper, BDEW, EFET D, VNG) auf den Prozess zur Novellierung der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) hingewiesen worden. Im Rahmen dieses Prozesses wird auf europäischer Ebene – auch mit Blick auf Einspeisungen aus LNG-Anlagen – eine Flexibilisierung des Auktionskalenders diskutiert. Aus Sicht der Beschlusskammer sollte dieser Prozess zunächst abgewartet werden. Im Anschluss daran erfolgt eine erneute Bewertung der Vor- und Nachteile einer möglichen Umstellung der Kapazitätsvergabe an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen auf Auktionen im deutschen Marktgebiet. Dieses Vorgehen wurde in der zweiten Konsultation ausdrücklich begrüßt (FNB Gas, BDEW).
- 107 In einigen Stellungnahmen (EFET D, RWE ST) wurde im Rahmen der ersten Konsultation in diesem Zusammenhang gefordert, dass im Falle eines nicht gedeckten Kapazitätsbedarfs

zunächst ein Netzausbau oder der Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen adressiert werden sollte, bevor konkurrierende Kapazitätsvergaben etabliert werden. Sofern Kapazitätsengpässe wahrscheinlich seien, sollte unter Einbezug von betroffenen Marktteilnehmern nach geeigneten Lösungen (z.B. pro-rata-Allokation) gesucht werden. Die Beschlusskammer weist darauf hin, dass mit der vorliegenden Festlegung weder die Voraussetzungen für einen Netzausbau nach dem Prozess der Netzentwicklungsplanung noch die Vorgaben zum Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen nach der Festlegung „ANIKA“ (BK7-23-043) abgeändert oder in Frage gestellt werden. Die vorgeschlagene pro-rata-Allokation stellt einen Ansatz dar, der heute bereits möglich ist und auch zukünftig weiterhin in Betracht kommt: Bei der ex-ante-Allokation von buchbarer Kapazität an den verschiedenen Buchungspunkten des Marktgebietes kann eine pro-rata-Aufteilung in Betracht kommen, sofern darüber ein angemessener und diskriminierungsfreier Netzzugang gewährt wird. Insofern hält die Beschlusskammer weiterhin an ihrer Einschätzung fest, dass die Einführung konkurrierender Kapazitätsvergaben im Falle einer technischen Konkurrenz und bei konkurrierenden Bedarfen grundsätzlich ein geeignetes Instrument darstellen kann (vgl. BK7-Positionspapier zu den Grundsätzen von Kapazitätsverlagerungen innerhalb des Marktgebietes vom 10.12.2021, S. 8, abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de). Wie an anderen Netzpunkten auch, sollte das Instrument einer konkurrierenden Kapazitätsvergabe jedoch einem behördlichen Genehmigungsvorbehalt unterliegen, da sie eine Ausnahme vom Regelfall der voneinander unabhängigen Kapazitätsvergabe an verschiedenen Buchungspunkten des Fernleitungsnetzes darstellt (vgl. etwa auch Art. 8 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung)).

- 108 Grundsätzlich ist es auch im Rahmen von FCFS möglich, im Falle einer technischen Konkurrenz mehrere Netzpunkte zu einer Konkurrenzzone zusammenzufassen, um konkurrierende Kapazität punktübergreifend zu vermarkten. Im Falle von FCFS entscheidet dann nicht die Zahlungsbereitschaft über die Kapazitätszuweisung, sondern – punktübergreifend – der Zeitpunkt der Nachfrage. Nicht möglich ist dabei die Bildung einer Konkurrenzzone mit Netzpunkten, an denen Kapazität mittels Auktionen und nicht nach dem Prinzip FCFS vergeben wird. In den Stellungnahmen zur ersten Konsultation (German LNG) wurden allerdings Besonderheiten bei der Bewirtschaftung von Kapazität an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen, insbesondere die zeitlichen Gegebenheiten der LNG-Einspeisung im Hinblick auf die Entlade-Slots und Regasifizierungskapazität betreffend, vorgebracht. Die Beschlusskammer sieht daher die Notwendigkeit, vor der möglichen Einführung einer konkurrierenden Vermarktung von Kapazität an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen die regulatorischen Rahmenbedingungen, beispielsweise hinsichtlich einer möglichen Einführung von Reservierungsquoten oder der Etablierung eines Use-It-Or-Lose-It-Mechanismus (UIOLI), genauer zu bewerten. Die Beschlusskammer wird unter erneuter Einbindung der Marktteilnehmer eine entsprechende Bewertung in einem Prozess vornehmen, welcher dem gegenständlichen Festlegungsverfahren zeitlich nachgelagert ist.

- 109 Tenorziffer 4 lit. f) aa) bestimmt, dass für Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern und Einspeisepunkte zur Einspeisung aus Produktionsanlagen sowie aus Anlagen zur Einspeisung von Biogas die Kapazität des Fernleitungsnetzes in der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen vergeben wird. Die Vorgaben überführen insofern § 13 Abs. 3 Satz 1 und Satz 2 GasNZV inhaltsgleich. Danach soll für die Kapazitätsvergabe an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern sowie Einspeisepunkten aus Produktions- und Biogasanlagen weiterhin das Prinzip FCFS zur Anwendung kommen. Gemäß Tenorziffer 4 lit. f) bb) kann die Kapazität vom angeschlossenen Letztverbraucher oder vom Betreiber von Produktionsanlagen oder von Anlagen zur Einspeisung von Biogas gebucht werden. Mit der Regelung wird § 13 Abs. 3 Satz 3 GasNZV inhaltsgleich überführt.
- 110 Soweit im Rahmen der zweiten Konsultation angemerkt wurde, dass die Beibehaltung der Buchungsmöglichkeit (Within-)Day insbesondere für Kraftwerke aufgrund damit verbundener Leerstandskosten zweifelhaft sei und nicht dauerhaft weitergeführt werden könne (FNB Gas), bewertet die Beschlusskammer dieses Vorbringen als nicht den Regelungen über den Netzzugang zugehörig. Vielmehr wird durch die im Entgeltregime vorgesehenen Multiplikatoren dafür gesorgt, dass diejenigen Netznutzer, die durch ihre unterjährigen Buchungen den Netzbetreiber zur Vorhaltung bestimmter Kapazität veranlassen, durch entsprechend erhöhte Netzentgelte auch an der Deckung der durch die Vorhaltung entstehenden Kosten partizipieren. Dadurch soll gerade verhindert werden, dass die Entgelte für unterjährige Kapazität, mithin für tageweise und untertägige Buchungen, lediglich dem anteiligen Entgelt für die Jahreskapazität entsprechen. Demnach fällt der Multiplikator umso höher aus, je kürzer die Dauer des Kapazitätsproduktes ausfällt.
- 111 Von ihrem im Rahmen der Einleitungsverfügung zur Konsultation gestellten Vorschlag, den Fernleitungsnetzbetreibern die Umstellung des Vergabemechanismus auf Auktionen auch an diesen Netzpunkten zu ermöglichen, um konkurrierende Kapazitätsvergaben bei technischer Konkurrenz und konkurrierenden Bedarfen etablieren zu können, nimmt die Beschlusskammer – wie schon im Rahmen der zweiten Konsultation angekündigt – Abstand. Dieser Vorschlag ist im Rahmen der ersten Konsultation nahezu einhellig (INES, RWE ST, Uniper, EFET D, EnBW) und mit unterschiedlichen Argumenten abgelehnt worden. Ein in diesem Zusammenhang vorgetragenes rechtliches Argument (FNB Gas), dass die punktscharfen Veröffentlichungspflichten bei Auktionsverfahren gegebenenfalls Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der angeschlossenen Letztverbraucher offenlegen würden, dürfte nach Auffassung der Beschlusskammer ein nur schwer zu überwindendes Hindernis für den Vorschlag darstellen. Zudem haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas) erklärt, in der Praxis keinen Anwendungsfall für eine solche Umstellung zu sehen. Im Rahmen der zweiten Konsultation wurde das nunmehr gewählte Vorgehen ausdrücklich begrüßt (Uniper, BDEW, EFET D).

Soweit in der zweiten Konsultation gefordert wurde, den Adressatenkreis der Vorschrift in „Transportkunden“ abzuändern (FNB Gas, BDEW), hält die Beschlusskammer eine solche Änderung indes für entbehrlich. Aus der grundlegenden Systematik des Systems der Kapazitätsvergabe dieser Festlegung heraus folgt bereits, dass jegliche Buchung von Kapazität im Fernleitungsnetz für die genannten Kundengruppen aus ihrer Rolle als Transportkunden im Sinne von Tenorziffer 1 lit. b) und unter Beachtung der für sie geltenden Pflichten zu erfolgen hat.

3.5.2.5 Erwägungen zu Tenorziffer 5

- 112 Mit Tenorziffer 5 werden Vorgaben hinsichtlich des Handels mit Transportrechten festgelegt.
- 113 Tenorziffer 5 lit. a) gibt Transportkunden das Recht, erworbene Kapazität an Dritte weiter zu veräußern oder diesen die Kapazitätsrechte zur Nutzung zu überlassen (z. B. Pacht oder Miete), wobei § 12 Abs. 2 Satz 1 GasNZV wortlautidentisch überführt wird.
- 114 Tenorziffer 5 lit. b) verpflichtet den Transportkunden dazu, die Kapazitätsbuchungsplattform zu nutzen, über welche die Primärkapazität vergeben wurde. Um einen effektiven und funktionierenden Sekundärmarkt für Transportkapazität zu ermöglichen, sieht die Tenorziffer vor, dass die Veräußerung oder Nutzungsüberlassung der Kapazität ausschließlich über die Kapazitätsbuchungsplattform erfolgen darf, über welche die Primärkapazität vergeben wurde. Dadurch wird gewährleistet, dass an Sekundärkapazität interessierte Marktteilnehmer einfacher einen vollständigen Überblick über das auf dem Markt vorhandene Kapazitätsangebot erhalten können. Mit der Regelung wird § 12 Abs. 2 Satz 2 GasNZV wortlautidentisch überführt.
- 115 Sowohl § 12 Abs. 2 Satz 1 als auch Satz 2 haben sich in der Praxis bewährt. Gegen die Überführung wurde in den Konsultationen keine Kritik vorgebracht.
- 116 Tenorziffer 5 lit. c) bestimmt, dass die Entgelte für gehandelte Ein- und Ausspeisekapazität die ursprünglich für die entsprechende Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlenden Entgelte nicht wesentlich überschreiten dürfen. Durch die Kopplung an die ursprüngliche für die entsprechende Primärkapazität gezahlte Entgelthöhe wird sichergestellt, dass auch im Rahmen der Weiterveräußerung von Kapazitätsrechten die Höhe des zu zahlenden Entgelts nicht wesentlich über dem für die entsprechende Primärkapazität liegt. Die Vorschrift dient somit dem Schutz der Transportkunden und letztlich der Gasverbraucher vor spekulativ überhöhten Entgelten und soll vermeiden, dass der reine Handel mit Kapazitätsrechten (also ohne dahinter liegendes Transportbedürfnis) zum Nachteil der Netzkunden zum Geschäft wird. Die Regelung überführt wortlautidentisch die Vorgaben des § 12 Abs. 2 Satz 4 GasNZV.
- 117 Sowohl im Rahmen der ersten als auch im Rahmen der zweiten Konsultation wurde eine Überführung der Inhalte des § 12 Abs. 2 Satz 4 GasNZV durch eine Stellungnahme (BDEW) abgelehnt. Zur Begründung wurde auf eine Klarstellung in der KoV XIV verwiesen, nach der bei einer Übertragung der Kapazität auf einen Dritten die im ursprünglichen Kapazitätsvertrag

vereinbarten Multiplikatoren weiterhin anzuwenden sind. Die Beschlusskammer sieht hierin jedoch – auch nach nochmaligem Vorbringen im Rahmen der zweiten Konsultation – keinen Widerspruch zur Regelung des § 12 Abs. 2 Satz 4 GasNZV. Die in der Kooperationsvereinbarung getroffene Regelung ist mit dem Regelungsinhalt vereinbar. Nach Auffassung der Beschlusskammer ist eine Regelung wie die des § 12 Abs. 2 Satz 4 GasNZV sinnvoll und notwendig. Sie schließt aus, dass Primärkapazität gewinnbringend gehandelt wird. Dadurch soll schon im Grundsatz das Entstehen eines Anreizes verhindert werden, Primärbuchungen nur zum Zwecke des Sekundärhandels und nicht ausgerichtet an einem eigentlichen Transportbedarf vorzunehmen.

3.5.2.6 Erwägungen zu Tenorziffer 6

- 118 Mit Tenorziffer 6 werden konkrete Vorgaben für die Verwendung von Kapazitätsbuchungsplattformen festgelegt. Dies betrifft die Einrichtung und den Betrieb von, den Handel auf und die Kosten der Buchungsplattformen. Mit den zusätzlichen Vorgaben in Tenorziffer 4 lit. c) bezogen auf die Regelungen zum Wechsel von der bisherigen Buchungsplattform werden demgegenüber bereits bestehende Vorgaben aus der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 in der ergänzten Fassung vom 06.12.2018 aktualisiert. Dadurch wird die Berücksichtigung punktspezifischer Besonderheiten und Charakteristika ermöglicht, so wie dies auch gegenwärtig durch die Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung), die GasNZV und die bestehenden Festlegungen der Fall ist und es der gegenwärtigen Praxis der Netzbetreiber entspricht.
- 119 Tenorziffer 6 lit. a) verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, für die Vergabe von Ein- und Ausspeisekapazität nach Tenorziffer 4 lit. b) bb) sowie für den Handel von Sekundärkapazität nach Tenorziffer 5 lit. a) eine oder eine begrenzte Anzahl gemeinsamer Kapazitätsbuchungsplattformen einzurichten und zu betreiben oder durch einen vereinbarten Dritten betreiben zu lassen, über die die Kapazität vergeben beziehungsweise gehandelt wird.
- 120 Mit der Regelung soll es dem Transportkunden ermöglicht werden, einfacher und unkomplizierter Ein- und Ausspeisekapazität buchen zu können, indem die Zahl der „Anlaufstellen“ für eine Kapazitätsbuchung verringert werden. Dies steht im Interesse eines funktionierenden Kapazitätsmarktes. Zudem werden so insbesondere auch neue Marktteilnehmer besser in die Lage versetzt, einen Gastransport z. B. mit dem Ziel der Kundenbelieferung durchzuführen. Über die jeweilige Kapazitätsbuchungsplattform soll gemäß § 12 Abs. 2 Satz 2 GasNZV (überführt durch Tenorziffer 5 lit. b)) auch der Sekundärhandel abgewickelt werden, weshalb Tenorziffer 6 lit. a) die Einrichtungs- und Betriebspflicht zusätzlich auch mit Blick auf den Handel von Sekundärkapazität festlegt. Tenorziffer 6 lit. a) überführt inhaltsgleich § 12 Abs. 1 Satz 1 GasNZV.

Dabei wird entsprechend einer Forderung aus der ersten Konsultation (FNB Gas) berücksichtigt, dass in Europa mehrere Buchungsplattformen existieren und betrieben werden können.

- 121 Tenorziffer 6 lit. b) bestimmt, dass die Kosten für die Einrichtung und den Betrieb der Kapazitätsbuchungsplattform von den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern anteilig zu tragen sind.
- 122 Die Kosten der Kapazitätsbuchungsplattform können weiterhin auf die Netzentgelte umgelegt werden. Bei der Streichung des § 12 Abs. 1 Satz 2 Halbsatz 2 GasNZV handelt es sich insofern um eine rein redaktionelle Anpassung, die keine materiellrechtliche Änderung bewirkt. Die Umlagefähigkeit ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung.
- 123 Tenorziffer 6 lit. c) ändert Tenorziffer 3 der Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 ab, indem das Wort „Kopplungspunkte“ durch das Wort „Buchungspunkte“ ersetzt wird. Damit wird das darin geregelte Anzeigeverfahren eines Wechsels der Buchungsplattform auf alle Buchungspunkte erweitert.
- 124 Soweit die Festlegung „KARLA Gas 1.1“ (BK7-15-001) vom 14.08.2015 durch Tenorziffer 6 lit. c) geändert wird, hält die Beschlusskammer es eingedenk des Ziels der grundsätzlich unveränderten Überführung der GasNZV-Regelungen für sachgerecht, dies gemeinsam und im Sachzusammenhang mit den übrigen in der neuen Festlegung KARLA Gas 2.0 überführten Vorschriften zu tun und darzustellen. Erhebliche Schwierigkeiten in der Rechtsanwendung sieht die Beschlusskammer dadurch nicht. Insbesondere hat sie die geänderten Regelungen der Festlegung KARLA Gas 1.1 im Wege der tenorierten Hinweise im Anschluss an den jeweiligen Änderungsbefehl übersichtlich dargestellt. Sie wird darüber hinaus eine unverbindliche Lesefassung der Festlegung KARLA Gas 1.1 in der ab dem 01.01.2026 gültigen Fassung auf ihrer Webseite (www.bundesnetzagentur.de) veröffentlichen.
- 125 Tenorziffer 6 lit. d) Satz 1 und 2 legen fest, dass auf der Kapazitätsbuchungsplattform alle Angebote gleichartiger Kapazität und Nachfragen nach gleichartiger Kapazität für die Transportkunden transparent zu machen sind und dass die Anonymität des Handelsvorgangs gegenüber Anbietenden, Nachfragenden und Dritten gewährleistet bleiben muss. Mit dieser Vorgabe wird insbesondere auch ein funktionierender Sekundärmarkt sichergestellt: Bei einem vollständig anonymisierten Ablauf des Handels ist ausgeschlossen, dass Marktbeteiligte Einblicke in die Geschäftsabläufe des Anbietenden oder Nachfragenden erhalten, die zur Marktmanipulation genutzt werden könnten. Nach Tenorziffer 6 lit. d) Satz 3 müssen Transportkunden nach Tenorziffer 1 lit. c) registriert sein, um am Handel auf der Kapazitätsbuchungsplattform teilzunehmen. Mit den Vorgaben wird inhaltsgleich die Regelung des § 12 Abs. 3 GasNZV überführt.

- 126 Tenorziffer 6 lit. e) verpflichtet die Betreiber der Plattformen nach Tenorziffer 6 lit. a) dazu, einen Internetauftritt einzurichten, um Transportkunden eine massengeschäftstaugliche Abwicklung des Erwerbs von Primär- und Sekundärkapazität zu ermöglichen.
- 127 Wie intensiv diese Zusammenarbeit der Plattformbetreiber zu diesem Zweck ausgestaltet wird, unterliegt der unternehmerischen Entscheidung der Plattformbetreiber. Denkbar ist daher sowohl die Einrichtung eines Online-Portals, in dem Transportkunden über Links jeweils das Angebot der selbstständigen Plattformen erreichen können, als auch eine stärkere Zusammenarbeit der Plattformbetreiber untereinander. Entscheidend ist, dass die gewählte Form der Zusammenarbeit die Vereinfachungsziele der Tenorziffer 6 lit. c) und d) erreichen kann. Mit der Regelung wird § 12 Abs. 4 GasNZV inhaltsgleich überführt. Die Regelung hat sich in der Praxis bewährt und die Überführung wurde in den Konsultationen nicht kritisch bewertet.

3.5.2.7 Erwägungen zu Tenorziffer 7

- 128 Mit Tenorziffer 7 werden Vorgaben zum Engpassmanagement festgelegt.
- 129 In Tenorziffer 7 lit. a) macht die Beschlusskammer von der Möglichkeit nach Ziffer 2.2.1 Nr. 1 Satz 2 des Anhangs I der Verordnung (EU) 2024/1789 Gebrauch und erstreckt die Geltung von Ziffer 2.2 des Anhangs I der Verordnung (EU) 2024/1789 (Engpassmanagement bei vertraglich bedingten Engpässen) auch auf Ein- und Ausspeisepunkte aus und in Drittländer. Diese Erstreckung ist sachgerecht und führt zu einer einheitlichen Handhabung des Engpassmanagements an Kopplungspunkten, virtuellen Kopplungspunkten sowie Ein- und Ausspeisepunkten aus und in Drittländer. Sie entspricht der ohnehin schon bestehenden Praxis der Fernleitungsnetzbetreiber.
- 130 Tenorziffer 7 lit. b) legt eine Reihe von Vorgaben für den Umgang mit ungenutzter Kapazität fest: Nach Tenorziffer 7 lit. b) aa) sind Transportkunden bis zum Nominierungszeitpunkt verpflichtet, vollständig oder teilweise ungenutzte feste Kapazität unverzüglich als Sekundärkapazität anzubieten oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung zu stellen. Ziel ist, die Verfügbarkeit fester Kapazitätsrechte zu erhöhen, die durch die ausgewiesene technische Kapazität und den Umfang der bereits gebuchten Kapazitäten beschränkt wird. Feste Kapazität hat aus Transportkundensicht grundsätzlich einen höheren Wert als unterbrechbare Kapazität, so dass es nicht ausreicht, Transportkunden lediglich die Möglichkeit zu geben, Kapazitätsrechte auf dem Sekundärmarkt anzubieten. Es ist vielmehr eine Freigabepflicht erforderlich. Damit werden die Voraussetzungen für effiziente (Handels-)Aktivitäten auf dem Gasmarkt weiterhin gewährleistet.
- 131 Tenorziffer 7 lit. b) bb) bestimmt, dass, soweit der Transportkunde von ihm gebuchte feste Kapazität zum Nominierungszeitpunkt nicht oder nicht vollständig nominiert, der

Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet ist, diese Kapazität in dem nicht in Anspruch genommenen Umfang unter Berücksichtigung bestehender Renominierungsrechte für den Folgetag als feste Kapazität anzubieten. Der Transportkunde, dessen Kapazität durch den Fernleitungsnetzbetreiber danach angeboten wurde, bleibt dabei zur Zahlung der Ein- oder Ausspeiseentgelte verpflichtet. Marktteilnehmer erhalten so die Möglichkeit, entsprechend ihrem Bedarf kurzfristig feste Kapazität anstelle von unterbrechbarer Kapazität für den Gastransport zu buchen und zu nutzen. Tenorziffer 7 lit. b) bb) Satz 2 schafft finanzielle Anreize für Transportkunden, die zwar gebuchte, aber tatsächlich nicht benötigte Kapazität zu einem möglichst frühen Zeitpunkt frei zu geben, und vermindert so möglicherweise beim Transportkunden bestehende Anreize, Kapazität zu horten.

- 132 Tenorziffer 7 lit. b) cc) verpflichtet den Fernleitungsnetzbetreiber bei Vorliegen vertraglicher Engpässe, gebuchte feste Kapazität mit einer Laufzeit von mindestens einem Jahr in dem Umfang zu entziehen, in dem der Transportkunde seine gebuchte feste Kapazität während drei Monaten innerhalb des zurückliegenden Kalenderjahres dauerhaft nicht in Anspruch genommen hat. Der Transportkunde kann der Entziehung unter den in den unter Tenorziffer 7 lit. b) cc) aufgezählten Fällen (1) bis (3) widersprechen. Dazu muss er (1.) nachweisen, dass er die Kapazität in Übereinstimmung mit Tenorziffer 5 auf dem Sekundärmarkt angeboten oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung gestellt hat, (2.) unverzüglich schriftlich oder elektronisch schlüssig darlegen, dass er die Kapazität in vollem Umfang weiterhin benötigt, um bestehende vertragliche Verpflichtungen, insbesondere aus Gasbezugs- oder Gaslieferverträgen, zu erfüllen, oder (3.) unverzüglich schriftlich oder elektronisch schlüssig darlegen, dass er über verschiedene vertragliche Gasbeschaffungsalternativen verfügt, für die Kapazität an unterschiedlichen Einspeisepunkten gebucht ist, die von ihm alternativ genutzt werden, und dass er die nicht benötigte Kapazität für den Zeitraum der Nichtnutzung im Umfang der Nichtnutzung auf dem Sekundärmarkt oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung gestellt hat. Ziel ist es, eine Einschränkung der Liquidität auf dem Primärkapazitätsmarkt durch Kapazitätshortung zu vermeiden, da u. a. ein liquider Kapazitätsmarkt eine wichtige Voraussetzung für mehr Wettbewerb auf den Gasmärkten ist. Die Widerspruchsmöglichkeit für die Transportkunden ist erforderlich, da dem Fernleitungsnetzbetreiber die Handelsbeziehungen, die der Netznutzung durch seine Transportkunden zugrunde liegen, unbekannt sind. Der betroffene Netzbetreiber kann daher nicht abschätzen, ob Kapazitäten aus sachlich gerechtfertigten Umständen nicht genutzt werden oder ob tatsächlich eine missbräuchliche Hortung vorliegt. Zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Transportkunde besteht also ein Informationsungleichgewicht zu Ungunsten des Fernleitungsnetzbetreibers. Der Fernleitungsnetzbetreiber hat daher immer ein Entziehungsverfahren anzustoßen, sobald die objektiven Voraussetzungen für eine Kapazitätsentziehung nach lit. b) cc) erfüllt sind.

Gerechtfertigte Interessen des Transportkunden werden durch die normierte Widerspruchsmöglichkeit ausgeglichen. Mögliche Widerspruchsgründe sind in der Tenorziffer abschließend aufgeführt.

- 133 Tenorziffer 7 lit. b) dd) Satz 1 verpflichtet Fernleitungsnetzbetreiber, Informationen nach Tenorziffer 7 lit. b) bb) und cc) über einen Zeitraum von zwei Jahren aufzubewahren und der Regulierungsbehörde auf Anforderung zur Verfügung zu stellen. Nach Tenorziffer 7 lit. b) dd) Satz 2 hat der Transportkunde auf Anforderung den Nachweis nach Tenorziffer 7 lit. b) cc) (2) und (3) gegenüber der Regulierungsbehörde durch Vorlage von Kopien der entsprechenden vertraglichen Vereinbarungen zu erbringen. Tenorziffer 7 lit. b) dd) Satz 3 verpflichtet Fernleitungsnetzbetreiber, solchen Transportkunden, denen Ein- und Ausspeisekapazität verweigert wurde, auf Verlangen die Informationen nach Satz 1 unter Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen Dritter zur Verfügung zu stellen. Die Vorhalte- und Informationsübermittlungspflichten geben der Regulierungsbehörde die Möglichkeit, die rechtmäßige Anwendung des Instruments zu kontrollieren. Das Einsichtsrecht für Transportkunden ist aus Gründen der Transparenz erforderlich, da der Transportkunde nur so in die Lage versetzt wird, die Rechtmäßigkeit des Vorgangs nachvollziehen zu können.
- 134 Mit Tenorziffer 7 lit. b) werden die Vorgaben des § 16 GasNZV inhaltsgleich und weitestgehend wortlautidentisch überführt. Die Regelungen haben sich bewährt; die Überführung wurde dementsprechend im Rahmen der Konsultation nicht kritisch bewertet.
- 135 Tenorziffer 7 lit. c) legt fest, dass, soweit sich die Kapazität nach Abschluss des Ein- oder Ausspeisevertrags aus technischen Gründen vermindert, sich die gebuchte Kapazität anteilig im Verhältnis der von den Transportkunden gebuchten Kapazität reduziert, wobei der Fernleitungsnetzbetreiber den Transportkunden die Gründe unverzüglich mitzuteilen hat. Soweit technische Gründe nach erfolgten Kapazitätsbuchungen zu einer Reduzierung der Kapazität führen, wäre es nicht sachgerecht, nur einzelne Transportkunden mit den negativen Folgen einer solchen Kapazitätsreduzierung zu belasten. Vor diesem Hintergrund ist eine pro rata Kürzung aller gebuchten Kapazitäten sachgerecht und diskriminierungsfrei, um eine gleichmäßige Belastung aller Transportkunden mit den Folgen der Reduzierung zu gewährleisten. Mit Tenorziffer 7 lit. c) werden die Vorgaben des § 18 GasNZV über das Vorgehen bei notwendigen Kürzungen von bereits gebuchter fester Kapazität wortlautidentisch überführt.
- 136 Beide Regelungen haben sich in der Praxis bewährt und waren deshalb zur Erhaltung eines konsistenten, verlässlichen und vorhersehbaren Regulierungsrahmens zu überführen (vgl. dazu Punkt 3.5.1.).

3.5.2.8 Erwägungen zu Tenorziffer 8

- 137 Mit Tenorziffer 8 wird ein Anspruch für Betreiber von Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen, Betreiber von Gaskraftwerken sowie Industriekunden auf Reservierung zukünftig benötigter Kapazität im Fernleitungsnetz festgelegt.
- 138 Mit Tenorziffer 8 lit. a) wird § 38 Abs. 1 GasNZV weitgehend inhaltsgleich überführt. Die genannten Kundengruppen werden berechtigt, im Rahmen der technischen Kapazität des Netzes, an das sie angeschlossen werden sollen, Ein- und Ausspeisekapazität im Fernleitungsnetz zu reservieren. Über den Wortlaut des § 38 Abs. 1 GasNZV hinaus sind nunmehr auch Industriekunden eine anspruchsberechtigte Kundengruppe. Die Beschlusskammer erachtet die Erweiterung der anspruchsberechtigten Kundengruppen für erforderlich und sachgemäß. Zweck der Vorschrift war und bleibt weiterhin der angemessene Ausgleich zwischen der Pflicht des Netzbetreibers zum Angebot maximaler verfügbarer Kapazität und dem Interesse des Anlagenbetreibers, langfristige vertragliche Verpflichtungen erst bei bzw. nach der endgültigen Investitionsentscheidung einzugehen. Das berechtigte Interesse zur Absicherung der endgültigen Investitionsentscheidung besteht gleichermaßen bei Industriekunden. Aus Gründen der Gleichbehandlung und Diskriminierungsfreiheit wird diesen nunmehr Rechnung getragen. In den Stellungnahmen wurden keine Gründe gegen diese Erweiterung der anspruchsberechtigten Kundengruppen vorgebracht.
- 139 Von einer Überführung von § 38 Abs. 1 Satz 4 GasNZV hat die Beschlusskammer abgesehen, da dieser lediglich deklaratorischen Charakter hat. Dass die besonderen Regelungen zum Anschluss und Netzzugang von Biogasanlagen auch gegenüber dem Reservierungsrecht unberührt bleiben, gilt aus Sicht der Beschlusskammer ohnehin. Eine Überführung war daher entbehrlich.
- 140 Tenorziffer 8 lit. b) benennt die Voraussetzungen, die von dem Anschlusspetenten gegenüber dem Fernleitungsnetzbetreiber vor der Vornahme einer Reservierung nachgewiesen werden müssen. Es soll vermieden werden, dass Reservierungen auf Vorrat vorgenommen werden, obwohl das dahinterstehende Projekt noch bzw. überhaupt nicht die notwendige Planungsreife erreicht, und so knappe Kapazität blockiert wird. Um die Anforderungen an eine Reservierung von Kapazität nicht zu hoch zu legen, benennt Tenorziffer 8 lit. b) drei Kriterien, die für die Reservierung erfüllt sein müssen. Zunächst muss nach Tenorziffer 8 lit. b) aa) eine Kurzbeschreibung des Konzepts vorliegen, um dem Fernleitungsnetzbetreiber die Beurteilung zu ermöglichen, ob grundsätzlich entsprechende Kapazität vorhanden sein kann. Tenorziffer 8 lit. b) bb) und cc) enthalten Kriterien, die dem Fernleitungsnetzbetreiber die Abschätzung ermöglichen sollen, ob die benötigte Kapazität zum angefragten Zeitpunkt zur Verfügung steht. Der in lit. b) cc) genannte Zeitpunkt der ersten Gasentnahme ist dabei gleichbedeutend mit dem Zeitpunkt der ersten Kapazitätsnutzung für eine Belieferung oder Ausspeisung aus der angeschlossenen Anlage.

- 141 Mit Tenorziffer 8 lit. b) wird § 38 Abs. 2 GasNZV inhaltsgleich und weitgehend wortlautidentisch überführt. Die formellen Verfahrensvorgaben haben sich in der Praxis bewährt und sollen daher zur Gewährleistung verfahrensökonomischer Kontinuität beibehalten werden. Im Rahmen der durchgeführten Konsultationen wurden keine Gründe vorgebracht, die gegen eine entsprechende Übernahme gesprochen haben.
- 142 Tenorziffer 8 lit. c) sieht Fristen vor, innerhalb derer die einzelnen Prüfverfahren abgewickelt werden müssen. Die Regelung vermeidet damit, dass der Abschluss der Prüfungen allein von Geschehnissen in der Einflussphäre des Netzbetreibers abhängt. Sie gewährleistet zudem, dass der Anschlusspetent zeitnah ein Ergebnis erhält. Auf Basis dieses Ergebnisses kann der Anschlusspetent – bei negativem Ausfall – entscheiden, ob er für einen anderen Punkt eine Anfrage stellen möchte. Satz 8 enthält eine zeitliche Befristung der Möglichkeit, Kapazität zu reservieren. Dies ist erforderlich, um zu vermeiden, dass Kapazität auf Dauer durch Einzelne für andere Projekte blockiert wird. Die Beschlusskammer stellt für die Fälle, bei denen sich innerhalb des ursprünglichen Reservierungszeitraums herausstellt, dass es zu Projektverzögerungen kommt und eine verbindliche Kapazitätsbuchung daher nicht innerhalb von drei Jahren erfolgen kann, klar, dass der Reservierungszeitraum durch eine erneute Reservierung faktisch verlängert werden kann. Für eine Verlängerung sind die Voraussetzungen der Reservierung gemäß Tenorziffer 8 erneut zu prüfen und eine weitere Reservierungsgebühr für den neuen dreijährigen Reservierungszeitraum zu entrichten. Erfolgt innerhalb des zweiten Reservierungszeitraums die verbindliche Kapazitätsbuchung, wären die Gebühren für beide Reservierungszeiträume auf das Entgelt anzurechnen, das nach der festen Buchung der Kapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlen ist.
- 143 Mit Tenorziffer 8 lit. c) wird § 38 Abs. 3 GasNZV inhaltsgleich und weitgehend wortlautidentisch überführt. Die formellen Verfahrensvorgaben haben sich in der Praxis bewährt und sollen daher zur Gewährleistung verfahrensökonomischer Kontinuität beibehalten werden. Im Rahmen der durchgeführten Konsultationen wurden keine Gründe vorgebracht, die gegen eine entsprechende Übernahme gesprochen haben.
- 144 Mit Tenorziffer 8 lit. d) wird § 38 Abs. 4 GasNZV mit einer inhaltlichen Änderung überführt, indem die Gebühr für Kapazitätsreservierungen nach Tenorziffer 8 lit. a) einheitlich für alle Anlagenbetreiber auf 20% des für die Buchung an einem entsprechenden Ein- oder Ausspeisepunkt zum Zeitpunkt des Abschlusses der Reservierungsvereinbarung gültigen Referenzpreises i.S.v. Art. 3 Ziff. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 (NC TAR) festgelegt wird. Bislang betrug die Reservierungsgebühr 0,50 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr für Gaskraftwerke bzw. 0,40 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr für Speicher-, LNG- oder Produktionsanlagen.

- 145 Die Reservierungsgebühr ist ein Mittel, um nicht ernsthafte Kapazitätsreservierungen zu vermeiden. Dazu muss die Höhe der Reservierungsgebühr zwar hoch genug sein, um von einer nicht ernsthaften Anfrage abzusehen, gleichzeitig darf die Gebühr jedoch keine Markteintrittsbarriere darstellen. Der Mechanismus der Reservierungsgebühr hat sich seit ihrer Einführung bewährt, und die Übertragung der Regelungen zur Kapazitätsreservierung aus § 38 Abs. 4 GasNZV wurde im Rahmen der zweiten Konsultation in einigen Stellungnahmen (BDEW, FNB Gas, Uniper) explizit begrüßt. Bei der Detailformulierung des Bezugs in Tenorziffer 8 lit. d) hat die Beschlusskammer einen in der zweiten Konsultationsrunde vorgetragen Vorschlag (BDEW, FNB Gas) aufgegriffen und ihre ursprüngliche Formulierung klarstellend angepasst. Die Anpassung trägt insbesondere dem Hinweis der Stellungnahmen Rechnung, dass die ursprüngliche Formulierung der Beschlusskammer mit Bezug auf das „zu entrichtende Entgelt“ zu unbestimmt sei und Interpretationsspielraum lasse. Indem die Beschlusskammer nun auf den zum Zeitpunkt des Abschlusses der Reservierungsvereinbarung gültigen Referenzpreis an einem entsprechenden Ein- oder Ausspeisepunkt abstellt, schafft sie die notwendige Klarheit. Die Reservierungsgebühr kann in Abhängigkeit der Punktklasse (z.B. Speicher, NAP) zum Zeitpunkt der Reservierung bestimmt werden, wobei die Entgelte der Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb der jeweiligen Produktklassen gemäß der aktuellen Festlegung „REGENT 2026“ (BK9-23/610) der Beschlusskammer 9 jeweils gleich sind. Ebenfalls ist der „gültige Referenzpreis“ in Art. 3 Ziff. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 (NC TAR) als feste Jahreskapazität definiert. Unter Bezugnahme auf die Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052) wird daher auf die FZK-Jahreskapazität abgestellt. Etwaige Umlagen und Multiplikatoren sind für die Bestimmung der Reservierungsgebühr also nicht relevant.
- 146 Mit der Anpassung der bislang statischen Reservierungsgebühr, die seit Einführung der Regelung im Jahr 2010 unverändert bei 0,50 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr für Gaskraftwerke bzw. 0,40 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr für Speicher-, LNG- oder Produktionsanlagen lag, auf eine dynamisierte Reservierungsgebühr in Höhe von 20% des jeweiligen Referenzpreises wird eine sachgerechte Weiterentwicklung des bestehenden Mechanismus vorgenommen. Die Kopplung an die Referenzpreise stellt sicher, dass die Regelung einerseits eine Ernsthaftigkeitsschwelle für Kapazitätsreservierungen definiert, die auch auf die zukünftige Entgeltentwicklung reagiert, und andererseits keine unverhältnismäßige Belastung für die Marktteilnehmer entsteht. Die Anwendung eines einheitlichen Prozentsatzes über alle anspruchsberechtigten Kundengruppen hinweg ist sachgerecht und trägt insbesondere dem Gleichbehandlungsgrundsatz Rechnung. Sollten sich die Netzentgelte aufgrund geänderter Verfahren zu deren Bestimmung für die verschiedenen Kundengruppen künftig unterschiedlich entwickeln, würde der einheitlich anzuwendende Prozentsatz zur Berechnung der Reservierungsgebühr auch einer solchen Entwicklung angemessen Rechnung tragen. In den

Stellungnahmen wurden keine Bedenken gegen die Anwendung eines einheitlichen Prozentsatzes auf alle anspruchsberechtigten Kundengruppen vorgebracht.

- 147 Dass die Anpassung der Berechnungslogik hin zu einer dynamisierten Reservierungsgebühr, wie auch in einigen Stellungnahmen (BDEW, EnBW, Uniper) vorgebracht wird, mit einer faktischen Erhöhung verglichen mit den seit 2010 geltenden 0,40 bzw. 0,50 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr einhergeht, ist der Beschlusskammer bewusst. Dennoch ist die nunmehr vorgesehene dynamisierte Ausgestaltung folgerichtig. Aus Sicht der Beschlusskammer steht die Reservierung von Kapazität in unmittelbarem Zusammenhang mit den eigentlichen Kosten der reservierten Kapazität und damit dem Netzentgelt, sodass eine Kopplung der Reservierungsgebühr an den jeweiligen Referenzpreis sachgerecht ist. Diese Kopplung entspricht zudem einer marktlichen Sichtweise auf den Mechanismus: In Zeiten niedriger Netzentgelte fällt die Reservierungsgebühr entsprechend geringer aus, während sie bei höheren Entgelten ansteigt.
- 148 Die Festlegung der Reservierungsgebühr auf 20% des jeweiligen Referenzpreises ist auch angemessen und stellt, trotz der faktischen Erhöhung im Vergleich zum Status quo, keine Markteintrittsbarriere dar. Dies unterstreicht die Entwicklung der Netzentgelte in den vergangenen Jahren. So ist beispielsweise das nach der Referenzpreismethode gemäß der jeweiligen REGENT Festlegung der Beschlusskammer 9 berechnete einheitliche Briefmarkenentgelt im Marktgebiet THE alleine seit 2022 von 3,51 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr auf 6,71 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr im Jahr 2025 angestiegen. Das entspricht einer Zunahme von rund 91 Prozent. Wesentliche Kostentreiber für diese Entwicklung sind stark gestiegene Kosten für Materialien sowie Tiefbauleistungen, die maßgeblich für die Netzentgeltbildung sind und mit der nun festgelegten Berechnungsmethode auch in die Reservierungsgebühr Eingang finden. Ebenfalls kann die allgemeine Inflationsrate seit 2010 als Teilaspekt in die Gesamtbetrachtung einbezogen werden. Dabei stellt die Beschlusskammer allerdings klar, dass sie nicht das primäre Ziel verfolgt, die Reservierungsgebühr zu erhöhen. Die Reservierungsgebühr soll vielmehr nach einer transparenten Methodik berechnet werden und an die tatsächlichen Netzkosten, die sich im Netzentgelt widerspiegeln, gekoppelt werden. So lag das einheitliche Briefmarkenentgelt im Jahr 2024 mit 5,10 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr deutlich unter demjenigen im Jahr 2023, hier 6,03 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr, was eine Reduktion der Reservierungsgebühr von über 15% bedeutet hätte.
- 149 In einer Stellungnahme (EnBW) wurde gefordert, dass der anzuwendende Prozentsatz im Falle der Beibehaltung einer dynamisierten Gebühr seitens der Beschlusskammer nicht über einem Wert von 8% liegen sollte. Eine weitergehende Begründung des vorgeschlagenen Prozentsatzes ist dabei ausgeblieben. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass der Prozentsatz aus dem Verhältnis der bisherigen Reservierungsgebühr für Gaskraftwerke zum bestehenden, einheitlichen Briefmarkenentgelt abgeleitet wurde. Die Beschlusskammer hält einen solchen

Ansatz nicht für sachgerecht, da eine seit 15 Jahren statisch bestehende Gebühr ins Verhältnis zu einem Netzentgelt gestellt würde, welches sich über die Jahre, wie zuvor ausgeführt, deutlich dynamisch entwickelt hat. Dass der ermittelte Wert von 8% unsachgerecht niedrig erscheint, stützt auch der Blick auf das erstmals ermittelte einheitliche Briefmarkenentgelt aus dem Jahr 2020. Dieses betrug im Marktgebiet NCG 4,07 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr und im Marktgebiet GASPOOL 3,36 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr. Bereits zu diesem Zeitpunkt betrug die statische Gebühr damit je nach Kombination 10 bis 15% des Netzentgelts.

- 150 In Tenorziffer 8 lit. d) Satz 3 wird – inhaltsgleich zu § 38 Abs. 4 Satz 4 GasNZV – geregelt, dass die gezahlte Reservierungsgebühr bei endgültiger Buchung der Kapazität mit dem Netzentgelt zu verrechnen ist. Damit ist sichergestellt, dass der Anschlusspetent die Kapazitätsreservierung vergütet, die Sicherung des Zugangsanspruchs jedoch insgesamt kostenneutral bleibt und Anschlusspetenten nicht von einer Anfrage abgehalten werden. Insofern verfängt auch das vereinzelt in der Konsultation vorgebrachte Argument nicht, die dynamisierte Gebühr und die damit faktisch einhergehende Steigerung würden den Neubau von Gaskraftwerken behindern (EnBW). Vielmehr trägt die dynamisierte Berechnung der Reservierungsgebühr mit einem anzuwendenden Prozentsatz von 20% den netzentgeltseitigen Entwicklungen Rechnung und gewährleistet, dass die Reservierungsgebühr weiterhin ihrer Lenkungsfunktion gerecht wird. Dies geschieht, indem die Reservierungsgebühr eine Ernsthaftigkeitsschwelle für Kapazitätsreservierungen definiert, gleichzeitig aber auch den Zugangsanspruch für den Anschlusspetenten sichert, indem die Reservierung für diesen im Falle einer Kapazitätsbuchung kostenneutral bleibt und ihn auch ihrer Höhe nach nicht von einer Anfrage abhält.
- 151 Tenorziffer 8 lit. e) regelt, dass die Erlöse aus der Reservierungsgebühr auf dem Regulierungskonto verbucht werden, wenn die Reservierungsgebühr verfällt. Mit Tenorziffer 8 lit. e) wird § 38 Abs. 5 GasNZV weitgehend inhaltsgleich und wortlautidentisch überführt. Im Rahmen der durchgeführten Konsultationen wurden keine Gründe vorgebracht, die gegen eine entsprechende Übernahme gesprochen haben. Durch die Löschung des Verweises auf § 5 Anreizregulierungsverordnung hat die Beschlusskammer lediglich eine redaktionelle Änderung vorgenommen. Damit wird bereits antizipiert, dass die Anreizregulierungsverordnung zum 31.12.2027 außer Kraft treten wird. Eine materielle Änderung ist damit nicht intendiert.
- 152 Unverändert zu der in der Einleitungsverfügung geäußerten Auffassung der Beschlusskammer soll von einer Überführung des § 39 GasNZV abgesehen werden.
- 153 Durch das zweite Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 14. Mai 2024 hat in der Netzentwicklungsplanung Gas/Wasserstoff ein Paradigmenwechsel stattgefunden: weg von einer Planung, die vornehmlich auf konkreten Meldungen basierte, hin zu einer szenarienbasierten Ermittlung zukünftiger Entwicklungen, die sich insbesondere an den

gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausgerichtet.

- 154 Die §§ 38, 39 GasNZV wurden vor diesem Systemwechsel eingeführt und unterstellen eine weiterhin vornehmlich bedarfsorientierte Netzentwicklungsplanung, wie man unter anderem dem Verweis in § 39 GasNZV auf § 15a EnWG in seiner alten Fassung entnehmen kann.
- 155 Vor diesem Hintergrund ist eine Überführung von § 39 GasNZV nicht sachgerecht. Dennoch wird es auch zukünftig entsprechende Verfahren zur Ermittlung von individuellen Bedarfen der einschlägigen Interessenträger – sowohl für Erdgas als auch Wasserstoff – geben, auch um diese unter Berücksichtigung der klima- und energiepolitischen Ziele angemessen bei der Netzentwicklungsplanung einzubeziehen. Beispielsweise haben die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber schon im aktuellen Zyklus der Netzentwicklungsplanung unter anderem eine gemeinsame Großverbraucherabfrage durchgeführt, in der individuelle Wasserstoffbedarfe gemeldet werden konnten. Eine entsprechende Abfrage ist auch für individuelle Erdgasbedarfe denkbar.
- 156 Im Rahmen der ersten Konsultation (BDEW, EnBW, FNB Gas) wurde gefordert, klarzustellen, dass Ansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV, die vor dem Außerkrafttreten der GasNZV gestellt werden, aber bis dahin noch nicht umgesetzt worden sind, „Bestandsschutz“ genießen. Im Hinblick hierauf legt die Beschlusskammer ihre Rechtsauffassung dar, dass der entscheidende Zeitpunkt für das Bestehen etwaiger Ansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV der Zeitpunkt der Antragstellung ist. Für bis zum 31.12.2025 gestellte Reservierungsanfragen nach § 38 GasNZV bzw. Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV finden die Vorgaben der §§ 38,39 GasNZV in ihrer letzten gültigen Fassung dementsprechend auch nach ihrem Außerkrafttreten weiterhin Anwendung. Anträge, die vor dem 01.01.2026 gestellt werden, durchlaufen das jeweils in § 38 oder § 39 GasNZV geregelte Verfahren. Da es sich um eine reine Klarstellung handelt, ist eine dahingehende Tenorierung nicht vorzunehmen.

3.5.2.9 Erwägungen zu Tenorziffer 9

Tenorziffer 9 regelt die zeitliche Geltung der Festlegung. Damit wird zum einen eine angemessene Vorbereitungszeit der Marktteilnehmer für die Umsetzung der Festlegung gewährt. Zum anderen wird mit dem Außerkrafttreten der GasNZV ein zum 01.01.2026 drohendes Regelungsvakuum vermieden. Von der in § 20 Abs. 4 Satz 3 EnWG geregelten Befugnis, von Vorgaben der GasNZV abzuweichen oder ergänzende Regelungen zu treffen, macht die Beschlusskammer insoweit keinen Gebrauch. Hierzu war sie nach europäischem Recht auch nicht verpflichtet. Der EuGH hat im oben genannten Urteil zwar die Unvereinbarkeit der normativen Regulierung mit der europarechtlich vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen

Regulierungsbehörde festgestellt. Er hat dabei aber keine Verstöße des geltenden Regulierungsrahmens gegen materielle Vorgaben europäischer Rechtsakte beanstandet.

4. Vorbehalt einer Kostenentscheidung

157 Hinsichtlich der Kosten (Gebühren und Auslagen) bleibt ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG vorbehalten.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), 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).

Anne Zeidler

Dimitri Wenz

Claudia Aubel

Vorsitzende

Beisitzer

Beisitzerin