



- Beschlusskammer 7 -

Beschluss

Az.: BK7-22-101

In dem Verwaltungsverfahren

wegen Genehmigung der Höhe der von den Fernleitungsnetzbetreibern ermittelten technischen Kapazität für das Gaswirtschaftsjahr 2023/2024

gegenüber

- 1) der bayernets GmbH, Poccistr. 7, 80336 München, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

Antragstellerin zu 1),

- 2) der Fluxys TENP GmbH, Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin zu 2),

- 3) der GASCADE Gastransport GmbH, Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin zu 3),

- 4) der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Pasteurallee 1, 30655 Hannover, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin zu 4),

- 5) der GRTgaz Deutschland GmbH, Rosenthaler Str. 40/41, 10178 Berlin, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin zu 5),

- 6) der ONTRAS Gastransport GmbH, Maximilianallee 4, 04129 Leipzig, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin zu 6),

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

- 7) der Open Grid Europe GmbH, Kallenbergstr. 5, 45141 Essen, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin zu 7),

- 8) der Thyssengas GmbH, Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin zu 8),

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	Dr. Werner Schaller
und ihre Beisitzerin	Diana Harlinghausen

am 28.03.2023 beschlossen:

1. Den Antragstellerinnen zu 1) bis 8) werden jeweils die in der Anlage 1 dieses Beschlusses genannten Höhen der technischen Kapazität für Einspeisepunkte (H-Gas) ihrer Netze bezogen auf das Kapazitätsprodukt FZK und das Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 genehmigt.
2. Hinweis: Für die in Anlage 1 genannten Beträge ist jeweils der Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2023/2024 maßgeblich, eine Genehmigung steht einer späteren, sachgerechten Reallokation nicht entgegen. Sofern in Anlage 1 ein Einspeisepunkt (H-Gas) nicht aufgeführt wird, lautet die genehmigte Höhe für FZK insoweit auf „0 kWh/h“. Das gilt nicht für die technische Kapazität an Einspeisepunkten aus Biogasanlagen, die nicht Gegenstand der Genehmigung sind.
3. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

- 1 Die Antragstellerinnen begehren jeweils die Genehmigung der für Einspeisepunkte ihres Netzes ermittelten technischen Kapazität, und zwar bezogen auf das Kapazitätsprodukt FZK¹ im Gaswirtschaftsjahr 2023/2024. Bei den Antragstellerinnen handelt es sich um jene deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, deren Netze über mindestens einen buchbaren Einspeisepunkt im H-Gas verfügen, an dem im Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 technische FZK ausgewiesen werden soll und bei dem es sich nicht um einen Einspeisepunkt aus Biogasanlagen handelt.
- 2 Mit Entscheidung vom 25.03.2020, Az. BK7-19-037 („Kap+“), genehmigte die Beschlusskammer die Implementierung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems nach Maßgabe des Punktes 2.2.2. des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009² für das am 01.10.2021 gebildete gemeinsame Marktgebiet (Trading Hub Europe). Ohne die Möglichkeit des kurzfristigen Einsatzes kapazitätsabsichernder Maßnahmen hätte die Zusammenlegung der vorausgegangenen zwei Marktgebiete zu einer drastischen Reduktion des Kapazitätsangebots führen können. Im Rahmen der sogenannten freien Zuordenbarkeit kann die Bereitstellung von Gas am Einspeisepunkt grundsätzlich für die Entnahme an jedem Ausspeisepunkt des Marktgebiets erfolgen. Das Überbuchungs- und Rückkaufsystem sollte den Fernleitungsnetzbetreibern das einspeiseseitige Angebot zusätzlicher FZK ermöglichen. Mit Beschluss vom 22.04.2020, Az. BK7-20-011, genehmigte die Beschlusskammer die von den Fernleitungsnetzbetreibern ermittelten technischen Kapazitäten für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022, also jener einspeiseseitigen FZK, die im gemeinsamen Marktgebiet unabhängig vom Überbuchungs- und Rückkaufsystem angeboten werden kann und als Basisgröße dient. Für das Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 wurde eine entsprechende Genehmigung der ermittelten technischen Kapazität mit Beschluss vom 23.03.2022, Az. BK7-21-105, erteilt.

¹ Feste, frei zuordenbare Kapazität gemäß Festlegung vom 10.10.2019, Az. BK7-18-052 („KASPAR“)

² Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 (ABl. L 211 vom 14.08.2009, S. 36) in der Fassung Beschluss 2012/490/EU der Kommission vom 24. August 2012 zur Änderung von Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (ABl. L 231 vom 28.08.2012, S. 16)

- 3 Mit im Wesentlichen inhaltsgleichen Antragsschreiben haben sich die Antragstellerinnen erneut für eine Genehmigung an die Beschlusskammer gewandt, nunmehr bezüglich des Gaswirtschaftsjahres 2023/2024. Beigefügt haben sie eine zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmte tabellarische Auflistung der ermittelten technischen Kapazität für das Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 sowie eine tagesscharfe Auswertung des durchschnittlichen stündlichen Verbrauchs in den beiden Marktgebieten GASPOOL und NetConnect Germany für den Zeitraum April 2018 bis März 2021. Schließlich wurde mit den Anträgen eine Erläuterung der bei der Ermittlung angewandten Methodik vorgelegt, die im Laufe des Verfahrens von den Antragstellerinnen ergänzt und aktualisiert wurde, die dem Beschluss als Anlage 2 angefügt ist. Für weitere Einzelheiten wird auf die Verfahrensakte Bezug genommen.
- 4 Die Antragstellerinnen zu 1) bis 8) beantragen jeweils sinngemäß³,
die aus Spalte AE der vorgelegten Tabelle ersichtliche Höhe der ermittelten technischen Kapazität für das Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 zu genehmigen, und zwar beschränkt auf FZK an H-Gas-Einspeisepunkten ihrer Netze und ohne Einspeisepunkte aus Biogasanlagen.
- 5 Die Beschlusskammer hat über die Verfahrenseinleitung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie in ihrem Amtsblatt informiert. Die Landesregulierungsbehörden und das Bundeskartellamt sind am 30.11.2022 über die Einleitung des Verfahrens informiert worden. Ein Beschlussentwurf mit der Möglichkeit für Stellungnahmen ist dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden am 13.03.2023 übersandt worden. Die Landesregulierungsbehörden und das Bundeskartellamt haben von einer Stellungnahme abgesehen.
- 6 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen, darunter auch die Inhalte der beigezogenen Verfahrensakte der Verfahren mit Az. BK7-20-011 und Az. BK7-21-105.

³ vgl. S. 5 der Anlage 2 dieses Beschlusses

II.

- 7 Die Genehmigung konnte antragsgemäß erteilt werden.
- 8 Dabei beruht der Beschluss auf der rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts, auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, Az. C-718/18 (hierzu unter 1.).
- 9 Die Genehmigungsvoraussetzungen der einschlägigen Rechtsgrundlage (Abschnitt 2.) sind in formeller (Abschnitt 3.) wie materiell Hinsicht (Abschnitt 4.) gegeben.

1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18

- 10 Die Beschlusskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.). Insofern kann im Ergebnis dahinstehen, ob die Feststellungen des Europäischen Gerichtshofs überhaupt auf die nationalen Rechtsgrundlagen, die dem Beschluss zugrunde liegen, Anwendung finden.
- 11 **(1)** Der Europäische Gerichtshof hat zwar in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission der Bundesrepublik Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörden verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

- 12 **(2)** Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Ordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.
- 13 **(3)** Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.
- 14 Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101f., 115f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66ff.).
- 15 Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; *Ruffert*, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.
- 16 **(4)** Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus,

wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen (sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

- 17 **(a)** Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.
- 18 Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagentur hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105), beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

- 19 **(b)** Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).
- 20 Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.
- 21 **(c)** Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).
- 22 Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall

konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

- 23 **(4)** Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Beschlusskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).
- 24 Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.
- 25 Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

2. Rechtsgrundlage

- 26 Die Genehmigungsentscheidungen nach Tenorziffer 1 stützt die Beschlusskammer auf § 9 Abs. 4 GasNZV i. V. m. §§ 29 Abs. 1 Alt. 2, 24 S. 1 Nr. 2 EnWG.
- 27 Gemäß § 9 Abs. 4 S. 1 GasNZV ist die Höhe der von den Fernleitungsnetzbetreibern nach § 9 Abs. 1 bis 3 GasNZV ermittelten technischen Kapazität von der Regulierungsbehörde zu genehmigen, bevor ein Verfahren nach Nummer 2.2.2. des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009⁴ eingeführt wird.

3. Formelle Genehmigungsvoraussetzungen

- 28 Die Anträge sind zulässig; darüber hinaus hat die Beschlusskammer die formellen Verfahrensanforderungen beachtet.

3.1. Zuständigkeit

- 29 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für Genehmigungsentscheidungen nach § 9 Abs. 4 GasNZV ergibt sich aus § 54 Abs. 1 und 2 EnWG. Danach sind Aufgaben der Regulierungsbehörde regelmäßig von der Bundesnetzagentur, nur in Fällen des Absatzes 2 sind sie von den Landesregulierungsbehörden wahrzunehmen. Eine Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden nach Absatz 2 besteht nicht. Die Entscheidung der Bundesnetzagentur war durch die Beschlusskammer zu treffen, § 59 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

3.2. Sachbescheidungsinteresse

- 30 Ein Sachbescheidungsinteresse besteht. Unter dem Sachbescheidungsinteresse wird das berechnete Interesse an einer beantragten Entscheidung verstanden, welches ausscheidet, wenn die Verwaltung für unnütze, unlautere Zwecke oder sonst missbräuchlich in Anspruch genommen wird.⁵ Im Falle der Antragstellerinnen beruht das berechnete Interesse auf der Implementierung eines Überbuchungs- und Rückkaufssystems, welches nach § 9 Abs. 4 GasNZV grundsätzlich die Genehmigung der technischen Kapazität verlangt. Der Verordnungsgeber wollte mit dem Genehmigungserfordernis insbesondere der Gefahr begegnen, dass die Maximierung der technischen Kapazität missbräuchlich unterbleiben könnte, um unberechtigte Zusatzerlöse zu generieren.⁶ Zwar besteht diese Gefahr unberechtigte Zusatzerlöse hier nicht, jedoch kann ein berechtigtes Interesse der Antragstellerinnen angenommen werden, weil die technische Kapazität jene

⁴ Für die maßgebliche Fassung vgl. Fn. 2.

⁵ Ramsauer, in: Kopp/Ramsauer, VwVfG, § 22 Rn. 77 m.w.N.

⁶ Vgl. die Begründung in BR-Drs. 312/10, S. 66.

Grenze definiert, ab der absichernde Maßnahmen (Marktbasierte Instrumente, „MBI“) dem Kapazitätsangebot im Überbuchungs- und Rückkaufsystem zugrunde liegen. Die Benennung der technischen Kapazität ist damit notwendige Grundlage jedes Einsatzes von MBI.

3.3. Anhörung

- 31 Vor dem Erlass der Entscheidung hat die Beschlusskammer den Antragstellerinnen gemäß § 67 Abs. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

3.4. Beteiligung weiterer Behörden

- 32 Die Beteiligung weiterer Behörden ist im gebotenen Umfang erfolgt. Die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert worden, darüber hinaus auch das Bundeskartellamt. Die förmliche Beteiligung des Bundeskartellamts und der Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG ist durch Übersendung des Beschlusssentwurfs mit Gelegenheit zu Stellungnahmen erfolgt.

4. Materielle Genehmigungsvoraussetzungen

- 33 Die Anträge sind auch begründet, die materiellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor.
- 34 Gemäß § 9 Abs. 4 S. 1 GasNZV ist die Höhe der von den Fernleitungsnetzbetreibern nach § 9 Abs. 1 bis 3 GasNZV ermittelten technischen Kapazität von der Regulierungsbehörde zu genehmigen, bevor ein Verfahren nach Nummer 2.2.2. des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009⁷ eingeführt wird. Voraussetzung der Genehmigung ist hiernach eine den gesetzlichen und verordnungsrechtlichen Anforderungen entsprechende Ermittlung, die von der Regulierungsbehörde nachvollzogen worden ist.
- 35 Im Folgenden wird zunächst erörtert, wieso eine inhaltliche Beschränkung auf die einspeiseseitige FZK entsprechend Anlage 1 dieses Beschlusses erfolgen konnte (Abschnitt **4.1.**). Sodann wird dargestellt, dass - und aufgrund welcher Erwägungen - die Beschlusskammer von der korrekten Ermittlung überzeugt ist (Abschnitt **4.2.**).

4.1. Beschränkung der Genehmigungen auf Einspeisepunkte (H-Gas) und FZK

- 36 Antragsgemäß konnte die Genehmigungen auf technische Einspeisekapazitäten (FZK) an Grenzübergangspunkten, Produktionsanlagen (mit Ausnahme von Biogasanlagen), LNG-Anlagen sowie Speichieranlagen in den H-Gas-Netzen der Antragstellerinnen beschränkt werden. Nicht umfasst sind somit sämtliche Ausspeisekapazitäten. Ebenfalls nicht umfasst sind Einspeisekapazitäten,

⁷ Für die maßgebliche Fassung vgl. Fn. 2.

die in Form der verbindlichen Kapazitätsprodukte DZK oder bFZK ermittelt worden sind.⁸ Die Beschlusskammer sieht in dieser Eingrenzung kein Genehmigungshindernis.

- 37 Zwar sind von der Genehmigung nach § 9 Abs. 4 S. 1 GasNZV grundsätzlich alle von Transportkunden buchbaren Ein-/Ausspeisekapazitäten erfasst. Unter „technischer Kapazität“ wird das Maximum an fester Kapazität verstanden, das ein Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs Transportkunden anbieten kann (§ 2 Nr. 13 GasNZV). Die antragsgemäße Beschränkung auf H-Gas-Einspeisepunkte mit FZK-Ausweisung hat jedoch den Hintergrund, dass nur an den genannten Punkten und nur in Form des FZK-Kapazitätsprodukts das Angebot „zusätzlicher Kapazität“ im Rahmen des Überbuchungs- und Rückkaufsystems erfolgt. Nach Sinn und Zweck soll das Genehmigungsverfahren gewährleisten, dass die technische Kapazität, die als Basisgröße für die Ermittlung der zusätzlichen Kapazität dient, den Pflichten aus § 9 Abs. 2 GasNZV entsprechend maximiert worden ist. Dieses Ziel wird bei der vorgenommenen Beschränkung erreicht, weil zuerst eine Maximierung von FZK erfolgt und erst im Anschluss die Ermittlung der bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte zur Abbildung bestehender Netzrestriktionen vorgenommen wird. Auswirkungen auf die Angebots- höhe der hier maßgeblichen (einspeiseseitigen) FZK bestehen nicht. Zudem sehen sämtliche Fernleitungsnetzbetreiber vom Angebot sowohl der bFZK_{last} wie auch der bFZK_{komb} ab, was eine diesbezügliche Genehmigung entbehrlich macht. Da die Antragstellerinnen ungeachtet dessen die vollständigen Ermittlungsergebnisse eingereicht haben, ist der gesamte Ermittlungsprozess hinreichend behördlich nachvollziehbar. Einspeisepunkte aus Biogasanlagen sind nicht von der Genehmigung erfasst. Diese Kapazität bleibt auf Grund ihres gesetzlichen Vorrangs gem. § 34 GasNZV durch die Marktgebietszusammenlegung unberührt; ein Angebot zusätzlicher Kapazität kommt an diesen Punkten nicht in Betracht.

4.2. Korrekte Ermittlung der hiernach maßgeblichen Einspeisekapazität

- 38 Die beantragten Kapazitätsbeträge sind genehmigungsfähig.
- 39 Eine Genehmigung nach § 9 Abs. 4 GasNZV kann erfolgen, wenn die technische Kapazität den Anforderungen des § 9 Abs. 1 bis 3 GasNZV entsprechend berechnet und maximiert worden ist. Unter „technischer Kapazität“ wird das Maximum an fester Kapazität verstanden, das ein Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs Transportkunden anbieten kann (§ 2 Nr. 13 GasNZV). Durch den Verweis in § 9 Abs. 1 GasNZV auf die „technischen Kapazitäten im Sinne des § 8 Abs. 2 GasNZV“ wird die freie Zuordenbarkeit zur Grundlage der Ermittlungen: Gemäß § 8 Abs. 2 S. 3 GasNZV sollen die Rechte an gebuchten

⁸ Feste, dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) und bedingt feste, frei zuordenbare Kapazität (bFZK) gemäß Festlegung vom 10.10.2019, Az. BK7-18-052 („KASPAR“)

Kapazitäten den Transportkunden berechtigen, im Rahmen dieser Kapazitätsrechte Gas an jedem gebuchten Einspeisepunkt für die Ausspeisung an jedem gebuchten Ausspeisepunkt des betreffenden Marktgebiets bereitzustellen. Nach § 9 Abs. 2 S. 1 GasNZV sind Berechnung der Ein- und Ausspeisekapazitäten in einem Marktgebiet auf Grundlage von Lastflusssimulationen nach dem Stand der Technik durchzuführen, wobei auch netz- und marktgebietsüberschreitende Lastflüsse zu berücksichtigen sind. Insbesondere sollen nach § 9 Abs. 2 S. 2 GasNZV die historische und prognostizierte Auslastung der Kapazitäten, die historische und prognostizierte Nachfrage nach Kapazitäten sowie Gegenströmungen auf Basis der wahrscheinlichen und realistischen Lastflüsse Eingang in die Ermittlung finden. Fernleitungsnetzbetreiber und die Betreiber nachgelagerter Netze haben bei der Kapazitätsberechnung und der Durchführung von Lastflusssimulationen mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die technischen Kapazitäten zu maximieren, § 9 Abs. 2 S. 3 GasNZV. Sollte die Berechnung zu keinem ausreichenden Angebot frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazität führen, sind nach § 9 Abs. 3 GasNZV wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu prüfen und gegebenenfalls zu ergreifen, um das Angebot zu erhöhen. Die berechneten Kapazitäten (1. Stufe) und Kapazitäten aus Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 GasNZV (2. Stufe) bilden in Summe die „ermittelte technische Kapazität“.

- 40 Diesen Anforderungen werden die beantragten Beträge der technischen Kapazität und die ihnen zugrundeliegenden Ermittlungen zur Überzeugung der Beschlusskammer gerecht. Die Beschlusskammer stützt sich entsprechend § 9 Abs. 4 GasNZV bei ihrer Entscheidung insbesondere auf die in den Vorjahren ermittelte technische Kapazität und die von den Fernleitungsnetzbetreibern für die Zwecke der Überprüfung bereitgestellten Informationen. Die zur Verfügung gestellten Daten versetzen in die Lage, die Ermittlung der technischen Kapazität ohne weitere Informationen nachzuvollziehen.
- 41 Die Beschlusskammer hat für die Überprüfung der Ermittlung (Kapazitätsberechnung) auf die Erkenntnisse und Erwägungen der Genehmigung vom 22.04.2020, Az. BK7-20-011 und der Genehmigung vom 23.03.2022, Az. BK7-21-105 (folgender Abschnitt (1)) und die Kapazitätswerte der letzten Genehmigung für das GWJ 22/23 (folgender Abschnitt (2)) abgestellt und die Veränderungen zum hiesigen Genehmigungsverfahren für das GWJ 23/24 nachvollzogen (folgender Abschnitt (3)).

(1) Erwägungen der Genehmigungen vom 22.04.2020, Az. BK7-20-011 und vom 23.03.2022, Az. BK7-21-105

- 42 Wie bereits in den vorausgegangenen Genehmigungen vom 22.04.2020, Az. BK7-20-011, und vom 23.03.2022, Az. BK7-21-105, stellt die Beschlusskammer entsprechend der Vorgabe aus § 9 Abs. 4 S. 2 GasNZV maßgeblich auf historische Ermittlungsergebnisse vor der Zusammenlegung der Marktgebiete ab. In den erwähnten Genehmigungen waren dies insbesondere Daten des

Netzentwicklungsplans (NEP) Gas 2018-2028, Datenbankzyklus „NEP 2018 Addendum“.⁹ Die Beschlusskammer hält diese historischen Daten für eine verlässliche Basis, auf die bezogen Änderungen plausibilisiert werden müssen. Sie sind Ergebnis einer vieljährigen Netzentwicklungsplanung unter Aufsicht der Regulierungsbehörde. Die Regulierungsbehörde hat dabei auch Zugriff auf die angestellten Berechnungen. Dieser Netzentwicklungsprozess bezweckt die bedarfsgerechte Optimierung, Verstärkung sowie Ausbau des Netzes und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die historischen Kapazitätsbeträge sind Ergebnis dieses Prozesses und sind insbesondere nicht vor dem Hintergrund eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems ermittelt worden, das Anreize hätte geben können, die Kapazitätsmaximierung zu unterlassen.

- 43 Den historischen Ermittlungen lag entsprechend § 9 Abs. 1 i.V.m. § 8 Abs. 2 GasNZV die freie Zuordenbarkeit jeweils innerhalb der damaligen zwei Marktgebiet zugrunde. Die Antragstellerinnen erläutern die Implikationen für die Kapazitätsermittlung wie folgt: *„Notwendig für ein umfassendes Angebot an festen und bedingt festen frei zuordenbaren Einspeisekapazitäten ist das Vorhandensein von ausreichenden physischen Transportpfaden von jedem Einspeisepunkt zu jedem Ausspeisepunkt. Auch wenn die Transportkunden den Transportpfad nach § 8 Abs. 2 GasNZV nicht mehr festlegen müssen, so müssen die FNB dennoch für alle Lastflussszenarien, die sich aus der Simulation nach § 9 Abs. 2 GasNZV ergeben, einen strömungsmechanisch möglichen Transportpfad vorhalten, d.h. alle denkbaren Ausspeisevariationen mit den möglichen Einspeisevariationen kombinieren, wobei das gesamte Marktgebiet stets ausgeglichen zu halten ist. Der Grad der Vernetzung der Transportsysteme, die das Marktgebiet bilden, ist daher entscheidend für das mögliche Angebot an frei zuordenbarer Einspeisekapazität.“*¹⁰
- 44 In den vorausgegangenen Genehmigungsverfahren, Az. BK7-20-011 und Az. BK7-21-105, haben die Antragstellerinnen die Auswirkungen der Marktgebietszusammenlegung auf die Kapazitätsermittlung und das Angebot frei zuordenbarer Kapazität im Vergleich zum Zeitraum vor der Marktgebietszusammenlegung erläutert. Infolge der Marktgebietszusammenlegung werde die freie Zuordenbarkeit qualitativ geändert: sie beziehe sich statt auf eines der bisherigen Marktgebiete nun auf das gesamte gemeinsame Marktgebiet. Trotz der zugangsseitigen Transportpfadunabhängigkeit müsse für alle Lastflussszenarien die bereits erwähnten strömungsmechanischen Transportpfade vorgehalten werden. Für die Beschlusskammer war im Rahmen der Genehmigung nachvollziehbar, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Ermittlung im gemeinsamen Marktgebiet die Einschränkungen allein auf Einspeisekapazität bezogen und die bisherigen Ausspeisekapazitäten aufrechterhielten. In den – explizit allerdings nur auf ihr Netz bezogenen – Erläuterungen

⁹ Abrufbar unter: www.nep-gas-datenbank.de.

¹⁰ Anlage 2 des vorliegenden Beschlusses, S. 2f.

der Antragstellerin zu 3) wird eine „einseitige“ Ermittlungsmethodik wie folgt begründet: *„Wie bereits in der Einleitung erwähnt, liegt der Ermittlung von FZK die Annahme zugrunde, dass sich Ein- und Ausspeisungen immer in der Höhe entsprechen. Diese Annahme findet sich im Gasnetz-zugangsmodell in der Forderung wieder, dass Bilanzkreise ausgeglichen sein müssen. Ein- und Ausspeisungen passen sich einander also immer an; steigende Nutzung von Einspeisekapazitäten führt zu vermehrten Ausspeisungen und umgekehrt. Die Reduktion der Nutzung einer Einspeisung (also der dortigen Kapazitätsrechte) wird zu der Steigerung der Nutzung einer anderen Einspeisung oder der Reduktion der Nutzung einer Ausspeisung (also der dort vermarkteten Kapazitätsrechte) führen, wenn man die Entwicklung der Netzzustände betrachtet.*

Dementsprechend reicht es aus, Engpässe im Fernleitungsnetz über Ein- oder Ausspeisungen abzubilden. Die Gasmenge an einem Engpass wird über die Ausgeglichenheit von Ein- und Ausspeisungen immer maximal dem Minimum von vor dem Engpass vermarkteten Einspeisekapazitäten und nach dem Engpass vermarkteten Ausspeisekapazitäten betragen. Eine gleichzeitige Berücksichtigung der Engpässe bei der Ermittlung der Ein- und Ausspeisekapazitäten würde zu übertriebenen Restriktionen und damit unangemessenen Einschränkungen führen.“¹¹

- 45 Aufgrund der historisch geringen Nachfrage nach Kapazität zwischen den zwei Marktgebieten, war nur eine geringe technische Austauschleistung vorhanden, die im gemeinsamen Marktgebiet als netzinterner Engpass wirken würde. Methodisch nachvollziehbar war daher der Ansatz, zur Berücksichtigung dieses Engpasses die Summe der frei zuordenbaren Einspeisekapazität im Bereich eines Marktgebiets aus der Summe des minimalen Verbrauchs und der adäquat gebündelten Ausspeisekapazität in Richtung des Bereichs des jeweils anderen Marktgebiets zu bilden. Die festen, frei zuordenbaren Einspeisekapazitäten der Einspeisepunkte waren in Summe auf den Betrag zu reduzieren, der sich ergibt aus

- (a) vorhandenen Austauschkapazitäten mit Flussrichtung zum jeweils anderen bisherigen Marktgebiet,
- (b) Transporten, die auf einem anzunehmenden Mindestverbrauch im Netzbereich des betrachteten bisherigen Marktgebiets beruhen, und
- (c) gegebenenfalls weiteren verlässlich prognostizierbaren Transporten an Grenzübergangspunkten (etwa „Transite“ unter Nutzung einer Einspeise-FZK) oder Speicheranschlusspunkten (Ausspeisungen zum Einspeichern) des betrachteten bisherigen Marktgebiets.

(2) Kapazitätswerte der letzten Genehmigung für das GWJ 22/23

¹¹ „GASCADE: Ermittlung der technischen Kapazität“, S. 10; abrufbar unter: www.gascade.de

- 46 Die Beträge für die Genehmigung vom 23.03.2022, Az. BK7-20-011, lauteten hiernach auf 35,94 GWh/h für den Netzbereich des bisherigen GASPOOL Marktgebiets und auf 20,89 GWh/h für den des bisherigen NetConnect Germany Marktgebiets.

	GASPOOL	NCG
Überspeisekapazität (Exit)	12.770 MW	2.400 MW
Minimalverbrauch letzte 3 Jahre	23.346 MW	18.669 MW
Verfügbare frei zuordenbare Kapazität ab 1.10.2022:	36.116 MW	21.069 MW
davon für Biogaseinspeisung zu reservieren:	179 MW	179 MW
Zu verteilende Einspeiseleistung:	35.938 MW	20.891 MW

Abbildung: Zu verteilende Einspeiseleistung. Quelle der Abbildung: Antragsdokument der Antragstellerinnen, Anlage 2 dieses Beschlusses, S. 3

- 47 Die hierbei angesetzten Beträge für Austauschkapazitäten zwischen den bisherigen Marktgebieten lauteten summarisch auf 12,77 GWh/h in Flussrichtung GASPOOL zu NetConnect Germany und auf 2,4 GWh/h in entgegengesetzter Richtung. Zur Ermittlung des anzunehmenden Minimalverbrauchs in den Netzbereichen der bisherigen Marktgebiete werteten die Fernleitungsnetzbetreiber statistisch den täglichen Verbrauch der Ausspeisestellen für den Zeitraum 01.04.2018 – 31.03.2021 für jedes der damaligen Marktgebiete aus. Die Beträge für den Minimalverbrauch lauteten auf 23,35 GWh/h für das bisherige Marktgebiet GASPOOL und auf 18,67 GWh/h für das bisherige Marktgebiet NetConnect Germany.

(3) Änderungen zum hiesigen Antrag

- 48 Die Beschlusskammer hat die Änderungen sowie die Ermittlungen, die den im hiesigen Verfahren zur Genehmigung vorgelegten Beträgen zugrunde liegen, nachvollzogen. Nach den Erkenntnissen der Beschlusskammer steht einer Sachgerechtigkeit dieser Ermittlungen nichts entgegen. Änderungen haben sich sowohl hinsichtlich der Austauschkapazität als auch hinsichtlich des anzunehmenden Minimalverbrauchs ergeben.

- 49 Hinsichtlich der vorhandenen Austauschkapazität haben die Antragstellerinnen folgende Tabelle vorgelegt:

FNB Bereich Exit	FNB Bereich Entry	Netzpunkt	Richtung (THE)	Kapazität GWJ 22/23	Kapazität GWJ 23/24
GUD	OGE_FLX_GRT	Bunder Tief	Nord->Süd	0,00 GWh/h	0,00 GWh/h
GUD	TG	Emsbüren	Nord->Süd	0,23 GWh/h	0,23 GWh/h
GC_FLXD_NGT_OGT_LBTG	TG	Broichweiden	Nord->Süd	0,53 GWh/h	0,53 GWh/h
GC_FLXD_NGT_OGT_LBTG	TNBW	Lampertheim IV	Nord->Süd	1,47 GWh/h	1,47 GWh/h
GC_FLXD_NGT_OGT_LBTG	OGE_FLX_GRT	Achim	Nord->Süd	1,39 GWh/h	0,00 GWh/h
GC_FLXD_NGT_OGT_LBTG	OGE_FLX_GRT	Zone Gascde/OGE	Nord->Süd	0,51 GWh/h	0,51 GWh/h
GC_FLXD_NGT_OGT_LBTG	OGE_FLX_GRT	Drohne	Nord->Süd	8,60 GWh/h	0,00 GWh/h
OGE_FLX_GRT	GC_FLXD_NGT_OGT_LBTG	Zone Gascde/OGE	Süd->Nord	0,00 GWh/h	0,00 GWh/h
OGE_FLX_GRT	ON	Steinitz	Süd->Nord	1,43 GWh/h	1,43 GWh/h
OGE_FLX_GRT	GUD	Wardenburg	Süd->Nord	1,00 GWh/h	1,00 GWh/h
			Summe	Nord->Süd	12,73 GWh/h
			Summe	Süd->Nord	2,43 GWh/h

Quelle der Abbildung: Antragsdokument der Antragstellerinnen, Anlage 2 dieses Beschlusses, S. 2

- 50 Ersichtlich ist eine Reduzierung der Austauschkapazität in Richtung THE-Nord (ehem. GASPOOL)→THE-Süd (ehem. NCG). Ursache hierfür ist nach Darstellung der Antragstellerinnen der Rückgang russischer Gasflüsse nach Westeuropa.
- 51 Die Antragstellerinnen verweisen für die Engpasszone THE-Nord (ehem. GASPOOL) auf den „Wegfall der festen Ausspeisekapazität“ an den Austauschpunkten Drohne und Achim, der nach dem Verständnis der Beschlusskammer aus der veränderten Liefersituation russischer Gasmen gen resultiert. Aufgrund des Wegfalls russischer Mengen über die entsprechenden Einspeise punkte können die Ausspeisepunkte an den Übergabepunkten zu den ehemaligen Marktgebieten nicht mehr die notwendige Leistung zur Verfügung stellen, um das Kapazitätsniveau zu erhalten. In Folge dessen musste die Übergabeleistung von THE-Nord in Richtung THE-Süd reduziert werden.
- 52 Veränderungen gegenüber der vorausgegangenen Genehmigung (BK7-21-105) haben sich im hiesigen Genehmigungsverfahren auch hinsichtlich des anzusetzenden Minimalverbrauchs ergeben:

	Verfahren BK7-21-105 01.04.2018 – 31.03.2021	Hiesiges Genehmigungsverfahren 01.04.2018 – 31.03.2021
Minimalverbrauch THE-Nord (ehem. Marktgebiet GASPOOL)	23,3 GWh/h	23,6 GWh/h
Minimalverbrauch THE-Süd (ehem. Marktgebiet Net- Connect Germany)	18,7 GWh/h	19,3 GWh/h

Für eine grafische Darstellung wird auf das Antragsdokument, Anlage 2 dieses Beschlusses (S. 4), Bezug genommen.

- 53 Nachvollziehbar haben die Antragstellerinnen bei der Ermittlung der Minimallast die gleiche Systematik wie in den vorangegangenen Genehmigungsverfahren angewendet und aus den täglichen Verbrauchsdaten der deutschen Ausspeisestellen für den Zeitraum 01.04.2018 bis 31.03.2021 für die beiden ehemaligen Marktgebiete die Situationen mit dem geringsten Verbrauch ermittelt. Hierbei haben sie den 3-Jahreszeitraum (Betrachtungszeitraum) gegenüber der letztjährigen Genehmigung nicht um ein Jahr bis zum 31.03.2022 zeitlich verschoben. Dies ist nach Ansicht der Beschlusskammer vertretbar. Eine Verschiebung des Betrachtungszeitraums hätte angesichts des damit verbundenen Aufwands eine frühzeitige Antragstellung und damit einen rechtzeitigen Abschluss des Verfahrens, insbesondere im Hinblick auf das Angebot zusätzlicher Kapazität nach dem Überbuchungs- und Rückkaufsystem in der kommenden Jahresauktion gefährdet. Im Übrigen ist eine sachgerechte Aktualisierung der historischen Daten dadurch erfolgt, dass die historischen Verbrauchsdaten um die für das GWJ 23/24 prognostizierte Auslastung der H-Gasausspeisekapazitäten, die aus der L-H-Gas-Marktraumumstellung resultieren, ergänzt wurden.
- 54 Die hieraus resultierenden Einspeiseleistungen haben die Antragstellerinnen in folgender Tabelle zusammengefasst:

	THE-Nord	THE-Süd
Überspeisekapazität (Exit)	2.740 MW	2.430 MW
Minimalverbrauch letzte 3 Jahre	23.616 MW	19.267 MW
Verfügbare frei zuordenbare Kapazität ab 1.10.2022:	26.356 MW	21.697 MW
davon für Biogaseinspeisung zu reservieren:	179 MW	179 MW
Zu verteilende Einspeiseleistung:	26.178 MW	21.519 MW

- 55 Gegenüber den Beträgen der vorausgegangenen Genehmigung von 35,9 GWh/h für den Netzbereich von THE-Nord (ehem. GASPOOL-Marktgebiet) und von 20,9 GWh/h für den Netzbereich von THE-Süd (ehem. Marktgebiet NetConnect Germany) ergeben sich damit nachvollziehbare Abweichungen. Diese sind vorwiegend mit der geringeren Austauschkapazität in Richtung THE-Nord (ehem. GASPOOL)→THE-Süd (ehem. NCG) zu erklären und können auch nicht durch einen geringfügig erhöhten Minimalverbrauch in beiden Gebieten kompensiert werden.

(4) Keine weitere Erhöhung nach Maßgabe des § 9 Abs. 3 GasNZV

- 56 Die hiernach berechneten Einspeisekapazitäten haben unmittelbar als Basisgröße für die Ermittlung der zusätzlichen Kapazität im Rahmen des Überbuchungs- und Rückkaufsystems¹² zu

¹² Vgl. das entsprechende Verwaltungsverfahren, Az. BK7-19-037.

dienen; die Antragstellerinnen haben also keine kapazitätserhöhenden Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 GasNZV zu ergreifen.

- 57 Die genehmigten Einspeisekapazitäten beruhen richtigerweise allein auf Berechnungen nach § 9 Abs. 2 GasNZV, ohne den Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 GasNZV. Die Beschlusskammer hat stets betont, dass die Annahme, die Kapazitätshöhen der bisherigen Marktgebiete stellten zugleich das „ausreichende Maß“ im gemeinsamen Marktgebiet dar, nicht hinreichend belegt ist. Die genaue Höhe des ausreichenden Maßes ist nach Ansicht der Beschlusskammer erst noch zu bestimmen.¹³ Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 GasNZV sind so viel wie nötig, aber auch so wenig wie möglich einzusetzen. Nach Auffassung der Beschlusskammer bedarf es einer Testphase im gemeinsamen Marktgebiet, um das „ausreichende Maß“ zu ermitteln und die Marktbasierten Instrumente zu prüfen. Das im Verwaltungsverfahren BK7-19-037 genehmigte Überbuchungs- und Rückkaufsystem stellt diese Testphase dar.

(5) Umsetzung erforderlicher Reduktionen

- 58 Die Beschlusskammer erblickt auch in der konkreten Verteilung der technischen Kapazität auf die jeweiligen Einspeisepunkte kein Genehmigungshindernis.
- 59 Die Fernleitungsnetzbetreiber sind bestrebt, im gemeinsamen Marktgebiet, das Kapazitätsangebot aus der Zeit vor der Marktgebietszusammenlegung aufrecht zu erhalten. Teilweise wird dies mit Hinweis auf die bei Zusammenlegungen bereits vorhandenen Gasflüsse beziehungsweise bestehenden Versorgungskonstellationen begründet. Dies sei bei jeder Zusammenführung von Gasmarktgebieten erneut zu beachten.¹⁴ Reduzierungen hätten zudem eine geringere Liquidität des Gasmarktes zur Folge; deren Erhöhung sei aber gerade erklärtes Ziel der letzten Marktgebietszusammenlegung gewesen.¹⁵ Da innerhalb der Netzbereiche der bisherigen beiden Marktgebieten eine freie Zuordenbarkeit bis zur Höhe des angestrebten, bisherigen Kapazitätsangebots möglich ist, liegt aus Sicht der Beschlusskammer nahe, dass die Engpasskonstellation gewisse Spielräume bei der punktscharfen oder auch netzbetreiberscharfen Kürzung gestattet. Entsprechend sind nach den Daten der Anlage 1 weder die Kapazitäten aller Einspeisepunkte der bisherigen Marktgebiete zu gleichen Anteilen gekürzt worden noch sind summarisch die Kapazitäten aller Netzbetreiber eines bisherigen Marktgebiets im selben Umfang betroffen.

¹³ Konsultationsdokumente in Rahmen des Verfahrens „Kap+“, Az. BK7-19-037. Abrufbar unter: www.bundesnetzagentur.de.

¹⁴ „GASCADE: Ermittlung der technischen Kapazität“, S. 1; abrufbar unter: www.gascade.de

¹⁵ Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030, S. 68.

- 60 Die Beschlusskammer hält die konkrete Systematik der Verteilung der technischen Kapazität für die Genehmigungsentscheidung für unerheblich. Wie bereits ausgeführt, ist nach Auffassung der Beschlusskammer das Maß der erforderlichen frei zuordenbaren Kapazität im gemeinsamen Marktgebiet noch nicht hinreichend konkret bestimmt, um den Einsatz von Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 GasNZV zu rechtfertigen. Die konkrete Aufteilung der Kapazität hat nur eingeschränkte Bedeutung für den Netzzugang der Netznutzer. Ihnen wird undifferenziert die Summe von technischer Kapazität und Zusatzkapazität angeboten. Weder wird vermarktungsseitig zwischen technischer Kapazität und Zusatzkapazität unterschieden noch ist hiermit ein qualitativer Unterschied der Netzzugangsberechtigung verbunden. Im Engpassfall werden Transportrechte, die auf Zusatzkapazität beruhen, nicht anders behandelt als Transportrechte, die auf technischer Kapazität beruhen. Zudem bestehen keine begründeten Zweifel, dass Fernleitungsnetzbetreiber vom Angebot der Zusatzkapazität absehen könnten und so der technischen Kapazität vermarktungsseitig größere Bedeutung verleihen. Wie bereits mehrfach erwähnt, sind die Fernleitungsnetzbetreiber nämlich bestrebt, im gemeinsamen Marktgebiet das bisherige Kapazitätsangebot aufrecht zu erhalten. Sollte die Entscheidung eines Fernleitungsnetzbetreibers über die Höhe der Zusatzkapazität zu signifikanten Abweichungen vom bisherigen Kapazitätsangebot führen, wären die zugrundeliegenden Erwägungen der Beschlusskammer in jedem Falle zu erläutern. Außerdem sind Kostenrisiken für Fernleitungsnetzbetreiber nach dem gegenwärtigen Konzept nicht gegeben.¹⁶

5. Nebenentscheidungen (Tenorziffer 3.)

- 61 Hinsichtlich der Kosten (Gebühren und Auslagen) ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 Abs. 1 Nr. 4 EnWG.

¹⁶ Vgl. das entsprechende Verwaltungsverfahren, Az. BK7-19-037

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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 der oder dem Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Anne Zeidler

Vorsitzende

Dr. Werner Schaller

Beisitzer

Diana Harlinghausen

Beisitzerin

Anlage 1: BK7-22-101

Netzbetreiber	Punktbezeichnung	Punktart	Produkt	technische Kapazität	
bayernets	Haiming 2-7F/bn	NAP-UGS	FZK	592,00	*
bayernets	Haiming 2-RAGES/bn	NAP-UGS	FZK	592,00	*
bayernets	Inzenham-West USP	NAP-UGS	FZK	592,00	*
bayernets	USP Haidach	NAP-UGS	FZK	592,00	*
bayernets	Wolfersberg/USP	NAP-UGS	FZK	592,00	*
Fluxys TENP	Bocholtz	GÜP	FZK	909,00	
Fluxys TENP	Eynatten/Raeren	GÜP	FZK	1.591,00	
GASCADE	Eynatten	GÜP	FZK	7.935,00	
GRTgaz Deutschland	Waidhaus	GÜP	FZK	3.085,00	
GUD	H071 - EMDEN - EPT1	GÜP	FZK	1.962,00	
GUD	H072 - GROOTHUSEN	Produktion	FZK	18,00	
GUD	H073 - LEER EGM	Produktion	FZK	25,00	
GUD	H075 - VISSELHOEVEDE MEEG	Produktion	FZK	98,00	
GUD	H076 - IMBROCK	Produktion	FZK	11,00	
GUD	H078 - DOETLINGEN UE H	Produktion	FZK	613,00	
GUD	H098 - UGS Uelsen	NAP-UGS	FZK	286,00	
GUD	H102 - UGS Harsefeld	NAP-UGS	FZK	137,00	
GUD	H104 - OUDE STATENZIJL H	GÜP	FZK	270,00	
GUD	H151S - DORNUM	GÜP	FZK	1.419,00	
GUD	H152 - UGS Etzel	NAP-UGS	FZK	1.150,00	
GUD	H199 - UGS Jemgum EWE	NAP-UGS	FZK	426,00	
GUD	H280 - KOLSHORN THOENSE H	Produktion	FZK	15,00	
GUD	H622 - UGS Lesum (Entry)	NAP-UGS	FZK	300,00	
GUD	H635 - UNTERLUESS H	Produktion	FZK	80,00	
GUD	H671 - BRUNSBUETTEL HAFEN (FSRU)	LNG	FZK	1.330,00	
GUD	HXXX - FSRU Lubmin	LNG	FZK	162,00	
GUD	HXXX - FSRU Stade	LNG	FZK	873,00	
OGE	Bocholtz	GÜP	FZK	460,00	
OGE	Dornum	GÜP	FZK	7.242,00	
OGE	Dornum GASPOOL (ehem. JGT)	GÜP	FZK	1.272,00	
OGE	Emden EPT	GÜP	FZK	4.700,00	
OGE	Eynatten/Raeren	GÜP	FZK	1.529,00	
ONTRAS	Deutschneudorf	GÜP	FZK	7.791,00	
ONTRAS	GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	GÜP	FZK	4,00	
Thyssengas GmbH	Bocholtz - Vetschau	GÜP	FZK	160,37	
Thyssengas GmbH	Emden EMS/ EPT	GÜP	FZK	1.000,00	
Thyssengas GmbH	Lichtenbusch	GÜP	FZK	250,23	

* Die Kapazität ist im Marktgebiet technisch nur einmal abbildbar. Der verfügbare Teil dieser Kapazität wird an den jeweiligen Einspeisepunkten konkurrierend vermarktet

Hinweis: Werte der technischen Kapazität sind in MWh/h angegeben