Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 9 BK9-20/001

BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach

§ 29 Abs. 1 i. V. m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 EnWG i. V. m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i. V. m. Art. 25 Abs. 1, Art. 28 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459

hinsichtlich der Genehmigung eines Projektantrags für neu zu schaffende Gastransportkapazität bezüglich der Grenze zwischen dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) und dem schweizerischen Marktgebiet

gegenüber der terranets bw GmbH, Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 1 -

gegenüber der bayernets GmbH, Poccistraße 7, 80336 München, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 2 -

gegenüber der Fluxys TENP GmbH, Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 3 -

gegenüber der Open Grid Europe GmbH, Kallenbergstraße 5, 54141 Essen, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 4 -

hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch

den Vorsitzenden	Dr. Christian Schütte,
die Beisitzerin	Dr. Ulrike Schimmel und
den Beisitzer	Stefan Tappe

am 19.04.2021 beschlossen:

1.) Der Projektantrag (Anlage dieses Beschlusses) für ein Projekt für neu zu schaffende Gastransportkapazität betreffend die Grenze zwischen dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) und dem schweizerischen Marktgebiet wird mit folgenden Änderungen genehmigt:

   a) Der § 3 Nr. 3 S. 1 der Ergänzenden Geschäftsbedingungen erhält die folgende Fassung:

   „Abweichend von § 25 Abs. 3 AGB ist der Transportkunde berechtigt, den Ein- oder Ausspeisevertrag nach der Veröffentlichung des gemäß § 3 Nr. 1 EGB gebildeten Entgelts, das für den Leistungszeitraum des Ein- oder Ausspeisevertrags wirksam ist, für den nachfolgenden Leistungszeitraum mit einer Frist von 10 Werktagen zum jeweiligen Beginn des nachfolgenden Leistungszeitraums zu kündigen, sofern das gemäß § 3 Nr. 1 EGB gebildete Entgelt die für diesen Leistungszeitraum ausgewiesene Entgelthöchstgrenze gemäß Anlage 1 dieser EGB übersteigt (Sonderkündigungsrecht).“

   Anstelle der beantragten Anlage 1 der Ergänzenden Geschäftsbedingungen (Sonderkündigungsrecht) ist die folgende Klausel zu verwenden:
   „Die Entgelthöchstgrenze des Leistungszeitraums bestimmt sich nach den in § 25 Abs. 1 der Allgemeinen Geschäftsbedingungen genannten Entgelten einschließlich eines etwaigen obligatorischen Mindestaufschlags, multipliziert mit der Veränderung des vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindexes (Gesamtindex) für Deutschland (VPI) des Leistungszeitraums zu dem VPI des Jahres 2022. Maßgeblicher Bezugspunkt sind die ab dem 01.01.2022 geltenden Entgelte.“

b) der Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse oder der Zielerlöse der Fernleitungsnetzbetreiber wird in Höhe von 160.563.996 Euro festgelegt,

c) der geschätzte Referenzpreis wird in Höhe von 2,98 €/(kWh/h)/a festgelegt,

d) der f-Faktor wird in Höhe von f = 0,98 festgelegt,

e) der obligatorische Mindestaufschlag wird in Höhe von 9,10 €/(kWh/h)/a festgelegt und

f) der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer wird in Höhe von 157.352.717 Euro festgelegt.

Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.

2.) Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

1 Das Verfahren betrifft die Genehmigung eines Projektantrags für neu zu schaffende Gastransportkapazität im Sinne des Art. 3 Abs. 11 der Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013. Der Projektantrag bezieht sich auf die deutsch-schweizerische Grenze und sieht die Schaffung eines neuen Ausspeisepunktes (Grenzübergangspunkt, GÜP) vom zukünftigen deutschlandweiten Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) zum schweizerischen Hochdruck-Gasnetz der Erdgas Ostschweiz AG vor. Die Umsetzung auf schweizerischer Einspeiseseite ist weder Gegenstand des Projektantrags noch des hiesigen Verfahrens.

2 Das deutsche Marktgebiet THE ist mit dem schweizerischen Hochdruck-Gasnetz der Erdgas Ostschweiz AG verbunden, und zwar unmittelbar über den Regionalcluster „Thayngen-Fallentor“ (EIC: 21Z000000000254O), auf deutscher Seite betrieben durch die Antragstellerin zu 1, sowie mittelbar über den virtuellen Kopplungspunkt „VIP Germany-CH“ (EIC: 21Z0000000004960), auf deutscher Seite betrieben durch die Antragstellerin zu 3. Das Netz der Erdgas Ostschweiz AG wird dabei nahezu ausschließlich mittelbar über den “VIP Germany-CH“ aufgespeist, konkret über die sog. Zollmessstationen „Zuzgen“ und „Staffelbach“ im schweizerischen Netz. Sie liegen auf der „Transitgas“-Fernleitung, die über den Kopplungspunkt „Wallbach“ mit dem deutschen Marktgebiet verbunden ist.

(1) Unverbindliche Marktnachfragen

3 Vom 01.07.2019 bis 26.08.2019 gab die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) namens der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber allen Netznutzern die Gelegenheit, unverbindliche Kapazitätsnachfragen bezogen auf die deutschen Marktgebietsgrenzen einzureichen. Auf diesem Weg sollte analysiert werden, ob die von Netznutzern für eine Marktgebietsgrenze angezeigten Kapazitätsbedarfe durch die bestehende Fernleitungsnetzinfrastruktur darstellbar sind oder ob hierzu die Schaffung zusätzlicher Gastransportkapazität erforderlich ist. Unter Hinweis auf die Nichtanwendbarkeit der Verordnung (EU) 2017/459 in der Schweiz verzichtete die Erdgas Ostschweiz AG auf ein ähnliches Vorgehen.

4 Im Rahmen dieser unverbindlichen Marktnachfrage erhielten die Antragstellerinnen für die hier maßgebliche Marktraumgrenze folgende Nachfrage:

Ausspeise-kapazität	Einspeise-kapazität	Gaswirt-schaftsjahr	Betrag in kWh/h	Kapazitätsprodukt	Zuordnungsauf-lage
THE	Schweiz	2026/27 - 2040/41	2.000.000	THE-Ausspeisekapazität: Dynamisch zuordenbare Kapazität	Netzknotenpunkt Burghausen
				Schweiz-Einspeisekapazität: Feste Kapazität	(ohne)

Tabelle 1: Eingegangene Marktnachfragen

5 Die unverbindliche Nachfrage richtete sich konkret auf die Schaffung eines neuen GÜPs im Raum Bodensee. Wenngleich es nach Darstellung der Antragstellerinnen in ihrem Marktnachfragebericht (s. u.) grundsätzlich möglich sei, den Kapazitätsbedarf auch über alternative GÜP darzustellen (z. B. den „VIP Germany-CH"), erklärte die Erdgas Ostschweiz AG in einer Stellungnahme vom 10.10.2019 gegenüber dem FNB Gas, dass die unverbindliche Nachfrage aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht über alternative GÜP dargestellt werden könne.

6 In ihrem Schreiben vom 10.10.2019 geht die Erdgas Ostschweiz AG auf die europäische und nationale Anbindungs- und Versorgungssituation ihres Netzes ein und erläutert die aus ihrer Sicht bestehenden Gründe für die angeführte Gefährdung der Versorgungssicherheit in der Ostschweiz. Konkret seien Störungen oder Ausfälle bzw. die zukünftige Einschränkung der Nutzung der Leitungen ausgehend von den o. g. Stationen „Zuzgen" und „Staffelbach" im schweizerischen Netz zu befürchten oder sogar absehbar. Eine Nachfrage der Erdgas Ostschweiz AG nach einer Druckerhöhung am GÜP „Fallentor" im Jahr 2017 sei von der Antragstellerin zu 1 abgelehnt worden.

(2) Analyse der Marktnachfragen

7 In dem am 21.10.2019 veröffentlichten Bericht über die Marktnachfrageanalyse kündigten die Antragstellerinnen die Einleitung eines Projektes an.

https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/MDAR_Zyklus_2019-2021/2019_10_18_MDAR_THE_Schweiz_deut_final.pdf

Link mit Stand vom 28.10.2020

8 Die Analyse beschränkte sich auf die nachgefragte Transportrichtung und das in der Nachfrage spezifizierte Kapazitätsprodukt. Es erfolgte keine Analyse der historischen Nutzungsverläufe an möglichen alternativen Kopplungspunkten. Ebenso wenig erfolgte eine Analyse der technischen Kapazität, der gebuchten festen Kapazität und der für bestehende Kopplungspunkte erhaltenen unverbindlichen Marktnachfragen der jeweiligen Entry-Exit-Systemgrenze, da die unverbindliche Nachfrage aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht über alternative Kopplungspunkte dargestellt werden könne.

(3) Planungsphase und Konsultation

9 Im Anschluss an die Marktanalyse führten die Antragstellerinnen technische Studien durch, um die technische Machbarkeit zu prüfen und einen der Marktnachfrage entsprechenden Ausbauplan zu entwerfen. Die Ergebnisse stellten Sie in einem Entwurf des Projektvorschlags bis zum 10.09.2020 zur Konsultation.

> https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/zyklus_2019_2021/konsultation/Schweiz-THE/200810_tp_Konsultationsdokument_Schweiz_THE_final.pdf
>
> Link mit Stand vom 28.10.2020

10 In dem Entwurf wurden Ausbaumaßnahmen empfohlen, die zur Bereitstellung der angefragten Kapazität über eine näher beschriebene Transportroute inklusive verschiedener Ausbaumaßnahmen im Netz der Antragstellerinnen zu 1. und 2. führen würden. Die Bereitstellung der neu zu schaffenden Kapazität werde über einen neu zu errichtenden, von der Antragstellerin zu 1 zu betreibenden Kopplungspunkt „an einem noch konkret zu definierenden Punkt in der Bodenseeregion" erfolgen. Die Transportroute und die beschriebenen Maßnahmen berücksichtigten sowohl wirtschaftliche als auch netztopologische Aspekte. Die tabellarische Darstellung verzichtete auf eine Differenzierung nach Kapazitätsprodukten:

Angebotslevel			
Von	**Bis**	**Freie Bestandskapazität unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20%**	**Neu zu schaffende Kapazität, unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20%**
01.10.2026	01.10.2041	0 kWh/h	1.600.000 kWh/h

Tabelle 2: Angebotslevel gemäß konsultiertem Projektvorschlag vom 20.07.2020

11 Die Antragsstellerinnen beabsichtigen, eine zum angefragten Ausspeisepunkt korrespondierende dynamisch zuordenbare Einspeisekapazität in der Region des Netzknotenpunkts Burghausen (vgl. Tabelle 1) auszuweisen und zu vermarkten, welche der angefragten Ausspeisekapazität zuzuordnen ist (Zuordnungsauflage zum neu zu schaffenden GÜP „in der Bodenseeregion"). Die dynamisch zuordenbare Einspeisekapazität könne dabei an folgenden buchbaren Punkten ausgewiesen werden:

- Überackern,
- Überackern 2,
- Speicher Haidach und
- Speicher 7Fields.

12 Der Kostenschätzung für die beschriebenen Maßnahmen von ca. 137 Mio. Euro liegen die Plankostensätze des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 (NEP Gas 2020-2030) zugrunde. Die Antragsstellerinnen beabsichtigen, einen Übergabedruck von ca. 43 barg am Übergabepunkt an die Erdgas Ostschweiz AG bereitzustellen, wobei letztere selber auf den ursprünglich angefragten Druck von 55 barg verdichtet.

13 Über die Vereinbarung solcher technischen Rahmenbedingungen hinaus war die Erdgas Ostschweiz AG nicht an der Planung und Konsultation beteiligt; demnach berücksichtigt die technische Studie nicht die auf schweizerischer Seite zu schaffenden Einspeisekapazitäten, so dass diese weder in den Parametern des Wirtschaftlichkeitstestes noch mit Blick auf eine gebündelte Vermarktung einbezogen wurden.

14 Im Rahmen der Konsultation kritisierten das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg sowie die Erdgas Ostschweiz AG den Projektentwurf.

https://www.fnb-gas-capacity.de/zyklen/incremental-capacity-zyklus-2019-2021/genehmigung-veroeffentlichung/ (beide abrufbar, unter „Veröffentlichung Marktraumgrenze THE-Schweiz - Stellungnahmen“) Link mit Stand vom 02.12.2020

15 Im Schwerpunkt beanstandete das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, dass sowohl im Marktnachfragebericht als auch im Konsultationsdokument (technische Studie) der Bedarf für einen neuen GÜP nicht nachvollziehbar begründet und diesbezüglich allein auf das Schreiben der Erdgas Ostschweiz AG vom 10.10.2019 abgestellt werde. Sowohl hinsichtlich des Bedarfs als auch der räumlich-technischen Planung sei vielmehr eine genaue Ermittlung und Prüfung von Alternativen erforderlich.

16 Die Erdgas Ostschweiz AG macht in ihrer Stellungnahme einen anhaltenden physischen Transportbedarf geltend, der zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sei und im NEP Gas 2020-2030 sowie im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas in Deutschland allgemein nicht abgebildet werde. Letztere sei gegenüber dem Verfahren zur Schaffung neuer Kapazitäten nach der Verordnung (EU) 2017/459 jedoch das effizientere Mittel, um die Versorgungssituation und Risikovorsorge in der Ostschweiz zu verbessern. Sie bezieht sich weiter auf die Parameter des Wirtschaftlichkeitstests, wonach etwa die Treibenergiekosten, Zinssätze und der f-Faktor erheblich zu hoch angesetzt seien.

(4) Endgültiger Projektantrag

17 Mit Schreiben vom 07.10.2020 haben die Antragstellerinnen der Beschlusskammer ihren Projektantrag zur Genehmigung vorgelegt. Aufgrund einer Anpassung des sog. Wirtschaftlichkeits-Tools, die nach Aufforderung der Bundesnetzagentur erfolgte, haben die Antragstellerinnen am 23.10.2020 eine entsprechend angepasste Version des Projektantrags vorgelegt (Anlage dieses Beschlusses).

18 Gegenüber dem im August und September 2020 konsultierten Entwurf enthält der vorgelegte Projektantrag einige Abweichungen. Die Abweichung beim geschätzten Referenzpreis von nunmehr 3,73 Euro/(kWh/h)/a ergibt sich dabei aus der zwischenzeitlich veröffentlichten Festlegung REGENT 2021 der Bundesnetzagentur vom 11.09.2020. Weiter ergibt sich nach Auswertung der Stellungnahmen und Prüfung in der technischen Studie ein gegenüber dem Konsultationsdokument geringerer obligatorischer Mindestaufschlag in Höhe von 9,809 Euro/(kWh/h)/a.

19 Zudem gehen die Antragsteller gegenüber dem Konsultationsdokument nunmehr von einer wirtschaftlichen Inbetriebnahme im Jahr 2028 aus, d. h. das Angebotslevel wird für einen Zeitraum von 15 Jahren nach Beginn der betrieblichen Nutzung angeboten, also vom Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2028/29 bis zum GWJ 2042/43.

20 Der Projektantrag enthält insbesondere die folgenden Informationen:

1. Eine Übersicht über das Angebotslevel des gegebenenfalls neu zu schaffenden Kopplungspunktes „in der Bodenseeregion“:

Angebotslevel			
Von	**Bis**	**Kapazitätshöhe des Angebotslevels**	**Kapazitätsprodukt**
01.10.2028	01.10.2043	1.600.000 kWh/h	DZK

Tabelle 3: Angebotslevel

2. auf das Projekt bezogene ergänzende Geschäftsbedingungen;

3. einen Zeitplan für die Umsetzung;

4. folgende Informationen und Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung

   a. im Sinne des Art. 22 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/459: den **Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse oder der Zielerlöse** des Fernleitungsnetzbetreibers. Aus dem als Anlage zum Projektantrag beigefügten Berechnungs-Tool ergibt sich ein Barwert in Verbindung mit der im Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität in Höhe von 171.503.517 €.

   b. im Sinne des Art. 25 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: den **geschätzten Referenzpreis** für ein DZK-Produkt in Höhe von 3,357 €/(kWh/h)/a (vorgeschlagener DZK-Abschlag von 10 % auf den Referenzpreis für ein FZK-Produkt in Höhe von 3,73 €/(kWh/h)/a).

   c. im Sinne des Art. 22 Abs. 1 lit. c) der Verordnung (EU) 2017/459: den **f-Faktor** in Höhe von 1.

   d. im Sinne des Art. 22 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: den **obligatorischen Mindestaufschlag** in Höhe von 9,809 €/(kWh/h)/a.

   e. im Sinne des Art. 22 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: den **Barwert der für die Berechnung unterstellten Zusagen der Netznutzer** für den Abschluss von Kapazitätsverträgen. Aus dem als Anlage zum Projektantrag beigefügten Berechnungs-Tool ergibt sich ein Barwert in Verbindung mit der im Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität in Höhe von 171.503.517 €.

21 Wegen der weiteren Einzelheiten, insbesondere zu den benötigten zusätzlichen Netzausbauten, der Kostenansätze als Basis zur Bildung des Barwerts sowie zu den gewählten Ansätzen beim f-Faktor, wird auf den Projektantrag (Anlage des Beschlusses) Bezug genommen.

(5) Vollständigkeitsprüfung und Nachforderungen

22 Die Beschlusskammer prüfte den Projektantrag in der Fassung vom 23.10.2020 zunächst auf Vollständigkeit. Auf Grundlage verschiedener Gespräche mit den Antragsstellerinnen und Nachforderungen der Beschlusskammer im Zeitraum zwischen Oktober 2020 und Januar 2021 ergänzten oder konkretisierten die Antragsstellerinnen einzelne der zugrunde gelegten Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung:

23 Nach Maßgabe der Beschlusskammer waren insbesondere bei der Inansatzbringung der Treibenergiekosten bestimmte Anpassungen erforderlich. Die Beschlusskammer informierte die Antragsstellerinnen in Gesprächen am 28.10.2020 und 06.11.2020 über erforderliche Klarstellungen, wonach u. a. für die angenommenen zusätzlichen Transporte, die durch die Buchung der neu zu schaffenden Kapazität entstehen, die zusätzlichen Treibenergiekosten anzusetzen sind, was sowohl für neue zu errichtende als auch bestehende Verdichter-Stationen gelte. Die Beschlusskammer wies ferner darauf hin, dass die Antragsstellerinnen bei der Berechnung der anzusetzenden Treibenergiekosten höhere Kapazitätsnutzungen unterstellt haben als bei ihren Buchungsannahmen innerhalb der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Für erstere sind ausschließlich Nutzungsannahmen in Ansatz zu bringen, welche auch durch die Buchungsannahmen gedeckt sind. Die Antragstellerinnen setzten die Anmerkungen der Beschlusskammer um und reichten mit Schreiben vom 18.11.2020 zusätzliche Informationen und ein entsprechend angepasstes Wirtschaftlichkeits-Tool nach, aus dem sich u. a. ein angepasster f-Faktor in Höhe von nunmehr 0,98 ergab.

24 Im Weiteren forderte die Beschlusskammer die Antragstellerinnen am 25.11.2020 mündlich und schriftlich zu weiteren Korrekturen bzw. Ergänzungen des Projektantrags auf, insbesondere bei der Höhe des gewählten Rabatts für DZK-Produkte auf den Referenzpreis für FZK-Produkte, bei dem Ansatz von Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK), beim Zeitplan sowie bei dem Angebotslevel. Bezüglich der AK/HK wies die Beschlusskammer darauf hin, dass die Kostenschätzungen grundsätzlich auf den Plankostensätzen des Entwurfs des NEP Gas 2020-2030 basieren sollen.

25 Die Antragstellerinnen übersandten daraufhin am 11.12.2020 Ergänzungen zum Projektantrag, wonach die Antragstellerinnen nunmehr einen DZK-Rabatt in Höhe von 20 % anwenden. Zudem erläuterten sie die Kostenschätzungen, die auf Erfahrungen bei vergleichbaren Projekten beruhen, soweit der Entwurf des NEP Gas 2020-2030 keine genauere Kostenaufteilung vorsehe. Die geschätzten Kosten für Leitungsbau und Anlagen in den Netzen der Antragstellerinnen belaufen sich demnach auf insgesamt 137 Mio. €. Zudem begründeten die Antragstellerinnen den Verzug im Zeitplan und übermittelten eine detaillierte Aufstellung des Angebotslevels gemäß

Art. 11 der Verordnung (EU) 2017/459. Darüber hinaus passten die Antragstellerinnen ihre Kostenermittlung bezüglich der Treibenergie an. Abweichend zum Projektantrag verlagern die Antragstellerinnen nunmehr für einen Temperaturbereich von über 0°C und 8°C 25 % der Transportmengen auf die Speicheranschlusspunkte Haidach und 7Fields. Dies führt bezogen auf den Verdichter-Standort Burghausen zu rund 270.000 Euro/Jahr geringeren Treibenergiekosten. Insgesamt sinken die geschätzten jährlichen Treibenergiekosten auf 4,13 Mio. Euro.

26 Die Antragsstellerinnen legten der Beschlusskammer in der Folge mit Schreiben vom 18.12.2020 neue Unterlagen (Wirtschaftlichkeits-Tool sowie eine Übersicht zur Berechnung der Treibenergie) vor. Diese wurden nach Aufforderung durch die Beschlusskammer abermals mit Schreiben vom 15.01.2021 ergänzt bzw. korrigiert. Demnach erhöhen sich aus den zwei nachfolgenden gegenläufigen Effekten sowohl der obligatorische Mindestaufschlag gegenüber dem Projektantrag in der Fassung vom 23.10.2020 auf 9,978 Euro/(kWh/h)/a als auch der f-Faktor auf einen Wert von nunmehr 0,99. Es ergab sich eine Erhöhung durch die Antragstellerinnen, da diese den ursprünglich beantragten geschätzten Referenzpreis für das DZK-Produkt nach unten auf 2,98 €/(kWh/h)/a angepasst haben. Aufgrund der geringeren angesetzten jährlichen Treibenergiekosten, wurde die Erhöhung etwas kompensiert.

27 Mit Schreiben vom 21.01.2021 teilten die Antragstellerinnen der Beschlusskammer mit, wie sich die notwendige Verdichter-Leistung am Standort Burghausen reduzieren würde, wenn man auch in einem Temperaturbereich unter 0°C von einer Transportverlagerung zu 25 % auf die Speicheranschlusspunkte Haidach und 7Fields ausgehen würde.

28 Mit weiterem Schreiben vom 16.03.2021 reichten die Antragstellerinnen die noch fehlende Anlage zu den Ergänzenden Geschäftsbedingungen (EGB) nach, aus der sich die Bestimmung der Entgelthöchstgrenze zur Ausübung des Sonderkündigungsrechts ergibt.

(6) Abstimmung und Beteiligung

29 Das schweizerische Bundesamt für Energie, mit dem die Bundesnetzagentur seit dem Start der Marktnachfrage für den Verfahrenszyklus 2019-21 im Sommer 2019 in Kontakt stand, gab zuletzt am 03.06.2020 gegenüber der Bundesnetzagentur die Einschätzung ab, wonach weder eine weitere Kooperation der nationalen Regierungsbehörden noch der Netzbetreiber beidseits der Grenze mit Blick auf das hiesige Verfahren erforderlich seien und begründete dies mit der Nichtanwendbarkeit der Verordnung (EU) 2017/459 in der Schweiz.

30 Die Beschlusskammer hat die Landesregulierungsbehörden der Länder Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen mit Schreiben vom 25.11.2020 über das Verfahren informiert.

31 Die Beschlusskammer hat den Antragstellerinnen jeweils mit Schreiben vom 01.03.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Antragstellerinnen haben jeweils mit Schreiben vom

17.03.2021 (Antragstellerin zu 2) bzw. 19.03.2021 (Antragstellerin zu 1) Stellung genommen, während die Antragstellerin zu 4 und 3 mit Schreiben vom 22.03.2021 bzw. 23.03.2021 auf eine Stellungnahme verzichtet haben. Die Antragstellerin zu 1 teilte in der Stellungnahme die Sorge mit, dass die Reduktion der Kostenannahme für die Stichleitung zum Bodensee um 9 Mio. € (vgl. dazu unter II 3.4.1.1 „*Bestimmung der Investitionskosten*“) das Risiko einer nicht verursachungsgerechten Kostentragung durch sonstige Netznutzer erhöhe. Die Antragstellerin zu 2 monierte, da auch in Spitzenlastzeiten nach dem von der Bundesnetzagentur angenommenen Buchungsszenario 25 % der Gasmengen für die Schweiz über Speicheranschlusspunkte eingespeist würden, bestehe bei abweichenden Buchungsszenarien die Gefahr einer Kostenwälzung auf deutsche Bestandskunden wegen höheren Verdichtereinsatzes. Zudem merkte sie an, dass der Begriff „Zahlungsverpflichtung“ im Zusammenhang mit den Maßgaben der EGB (vgl. hierzu unter II 3.2 „*Ergänzende Geschäftsbedingungen*) der Konkretisierung bedürfe, dass die Zahlung des obligatorischen Mindestaufschlages über die genehmigte Laufzeit auch dann noch verpflichtend sei, wenn der Transportkunde den Liefervertrag vorzeitig kündige.

32 Mit Schreiben vom 10.03.2021 hat die Beschlusskammer den Landesregulierungsbehörden der Länder Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Sie hat ferner das Bundeskartellamt am 10.03.2021 über das Verfahren informiert und ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Mit Schreiben vom 17.03.2021 teilte das Bundeskartellamt mit, von der Möglichkeit der Stellungnahme abzusehen. Die Landesregulierungsbehörden haben von der Möglichkeit der Stellungnahme keinen Gebrauch gemacht.

33 Auf Grund der am 16.03.2021 von den Antragstellerinnen eingereichten Anlage zu den EGB hinsichtlich der Bestimmung der Entgelthöchstgrenze zur Ausübung des Sonderkündigungsrechts wurde eine zusätzliche Tenorziffer 1.) a) in die beabsichtigte Entscheidung aufgenommen. Mit Schreiben vom 29.03.2021 hat die Beschlusskammer diesbezüglich den Antragstellerinnen erneut die Möglichkeit zur Stellungnahme gegeben. Von der Möglichkeit zur Stellungnahme der erweiterten Entscheidung haben die Antragstellerinnen keinen Gebrauch gemacht bzw. haben die Antragstellerin zu 1 mit Schreiben vom 31.03.2021 und die Antragstellerin zu 4 mit Schreiben vom 09.04.2021 auf eine Stellungnahme verzichtet.

34 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

II.

35 Der Projektantrag der Antragstellerinnen für ein Projekt für neu zu schaffende Gastransportkapazität konnte genehmigt werden, dies jedoch nur unter Änderung der Ergänzenden Geschäftsbedingungen und der Parameter der Wirtschaftlichkeitsprüfung (Tenor zu 1.). Insoweit liegen die formellen und materiellen Genehmigungsvoraussetzungen vor. Eine Genehmigung des Projektantrags in Verbindung mit den ursprünglich beantragten Ergänzenden Geschäftsbedingungen und Parametern war abzulehnen.

1. Rechtsgrundlage

36 Die Genehmigung des Projektantrags einschließlich der Änderungen unter Tenor zu 1. ergeht auf Grundlage der §§ 29 Abs. 1, 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 EnWG i. V. m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i. V. m. Art. 25 Abs. 1, 28 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459. Gemäß Art. 28 Abs. 1 und 2 und 25 der Verordnung (EU) 2017/459 hat die nationale Regulierungsbehörde über den zur Genehmigung vorgelegten Projektantrag einschließlich der Informationen zur Wirtschaftlichkeitsprüfung in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde des benachbarten Mitgliedsstaats zu entscheiden.

2. Formelle Genehmigungsvoraussetzungen

37 Die formellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor.

2.1. Zuständigkeit

38 Die Bundesnetzagentur ist gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459, § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG die für die Genehmigungsentscheidung zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

2.2. Antrag

39 Der Antrag ist formgerecht gestellt worden. Im Projektantrag (angepasste Version vom 23.10.2020) sind alle nach Art. 28 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 erforderlichen Informationen enthalten bzw. auf Nachforderung der Beschlusskammer (vgl. Gründe zu I. *(5) Vollständigkeitsprüfung und Nachforderungen)* entsprechend ergänzt worden.

2.3. Antragsfrist

40 Der Antrag ist rechtzeitig gestellt worden. Nach Art. 28 Abs. 2 und 3 der Verordnung (EU) 2017/459 ist vorgesehen, das Genehmigungsverfahren acht Monate vor der maßgeblichen Auktion für Jahreskapazität zu beginnen. Die Vorlage der angepassten Version des Antrags am 23.10.2020 erfolgte rechtzeitig, da die maßgebliche Jahresauktion am ersten Montag im Juli 2021 stattfinden wird (Art. 11 Abs. 4 Verordnung (EU) 2017/459).

2.4. Anhörung

41 Vor dem Erlass der Entscheidung ist den Antragstellerinnen gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i. V. m. § 67 Abs. 1 EnWG im Zeitraum vom 01.03.2021 bis 12.03.2021 bzw. 29.03.2021 bis 01.04.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

2.5. Abstimmung mit der schweizerischen Regulierungsbehörde

42 Eine Abstimmung der vorliegenden Entscheidung mit dem schweizerischen Bundesamt für Energie fand zwar nicht statt, war aber auch nicht erforderlich.

43 Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 hat die Bundesnetzagentur sich zwar vor und während des Verfahrens mit der betreffenden Regulierungsbehörde auszutauschen und die Genehmigungsentscheidung mit ihr abzustimmen. Das schweizerische Bundesamt für Energie, mit dem die Bundesnetzagentur seit dem Start der Marktnachfrage für den Verfahrenszyklus 2019-21 im Sommer 2019 in Kontakt stand, gab zuletzt am 03.06.2020 gegenüber der Bundesnetzagentur jedoch die Einschätzung ab, wonach keine weitere Kooperation der nationalen Regierungsbehörden mit Blick auf das hiesige Verfahren erforderlich sei und begründete dies mit der Nichtanwendbarkeit der Verordnung (EU) 2017/459 in der Schweiz. Die Bundesnetzagentur teilt diese Auffassung.

2.6. Beteiligung weiterer Behörden

44 Die Bundesnetzagentur hat weitere Behörden in dem gesetzlich vorgegebenen Umfang beteiligt.

45 Gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i. V. m. 55 Abs. 1, 58 Abs. 1 S. 2 EnWG sind das Bundeskartellamt sowie die Regulierungskammern bzw. zuständigen Regulierungsbehörden der Länder, in deren Gebiet die Antragstellerinnen ihren Sitz haben, über die Einleitung des Verfahrens informiert und ihnen Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

3. Materielle Genehmigungsvoraussetzungen

46 Der Projektantrag konnte gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 mit den in Tenorziffer 1.) a) bis f) festgelegten Änderungen genehmigt werden. Die materiellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor.

47 Der vorgelegte Projektantrag unterfällt dem Anwendungsbereich der Art. 22 ff. der Verordnung (EU) 2017/459. Zwar gilt diese Verordnung gemäß Art. 2 Abs. 1 S. 1 und der Legaldefinition in Art. 3 Nr. 2 unmittelbar nur für Kopplungspunkte zwischen benachbarten Ein-/Ausspeisesystemen. Jedoch ist mit Beschluss zur Anpassung von Kapazitätsregelungen im Gassektor (Beschluss vom 14.08.2015, Az. BK7-15-001) eine Erstreckung der Verordnung auf Einspeisepunkte aus Drittländern und Ausspeisepunkte in Drittländer erfolgt. Dem Zweck dieser Erstreckung entspricht es, über das Verfahren für neu zu schaffende Kapazität auch an diesen

Netzpunkten die konkrete Nachfrage von Netzausbau zu ermöglichen. Da es sich nicht um Kopplungspunkte handelt, die betroffenen Ein-/Ausspeisepunkte also nicht zwischen Ein-/Ausspeisesystemen europäischer Mitgliedsstaaten gelegen sind und die Verordnung (EU) 2017/459 nur auf deutscher Seite Verbindlichkeit hat, ist die Folge die bloß „einseitige“ Projektierung der Ausspeiseseite aus dem deutschen Marktgebiet THE.

48 Die Entscheidung erfolgt somit unter entsprechender Würdigung der in Art. 28 Abs. 1 Verordnung (EU) 2017/459 benannten Aspekte des Projektantrags:

1. Art. 28 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: alle Angebotslevel, die die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität an den jeweiligen Kopplungspunkten aufgrund der in Art. 27 Abs. 3 Verordnung (EU) 2017/459 und in Art. 26 Verordnung (EU) 2017/459 vorgesehenen Verfahren widerspiegeln (hierzu unter **3.1**);
2. Art. 28 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/459: die auf das Projekt bezogenen Ergänzenden Geschäftsbedingungen (hierzu unter **3.2**);
3. Art. 28 Abs. 1 lit. c) Verordnung (EU) 2017/459: die Zeitpläne für das Projekt, einschließlich etwaiger Änderungen seit der Konsultation, sowie die Maßnahmen zur Vermeidung von Verzögerungen und zur Verringerung der Auswirkungen (hierzu unter **3.3**);
4. Art. 28 Abs. 1 lit. d) Verordnung (EU) 2017/459: die in Art. 22 Abs. 1 Verordnung (EU) 2017/459 definierten Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung (hierzu unter **3.4**);
5. Art. 28 Abs. 1 lit. e) der Verordnung (EU) 2017/459: Angaben, ob es erforderlich ist, den Vermarktungszeitraum gem. Art. 30 Verordnung (EU) 2017/459 zu verlängern (hierzu unter **3.5**);
6. Art. 28 Abs. 1 lit. f) der Verordnung (EU) 2017/459: ein gegebenenfalls vorgeschlagener alternativer Zuweisugsmechanismus samt Begründung (hierzu unter **3.6**);
7. Art. 28 Abs. 1 lit. g) der Verordnung (EU) 2017/459: falls ein Festpreisansatz für das Projekt für neu zu schaffende Kapazitäten verfolgt wird, dessen Elemente gem. der Beschreibung in Art. 24 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/460 (hierzu unter **3.7**).

49 Die Beschlusskammer hat bei ihrer Entscheidung darüber hinaus die Ziele und Zwecke des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität sowie die maßgeblichen Berücksichtigungsgebote beachtet (hierzu unter **3.8**).

3.1. Angebotslevel

50 Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 konnte der Projektantraghinsichtlich des enthaltenen Angebotslevels für ungebündelte Kapazitätsprodukte genehmigt werden. Das gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 vorgelegte Angebotslevel ist den regulatorischen Anforderungen entsprechend erstellt und spiegelt die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität wider.

51 Als Angebotslevel wird die Summe aus verfügbarer Bestandskapazität und der durch einen möglichen Netzausbau neu zu schaffenden Kapazität eines Kopplungspunktes bezeichnet (Art. 3 Nr. 5 der Verordnung (EU) 2017/459). Fernleitungsnetzbetreiber können innerhalb eines Projektes verschiedene Netzausbauszenarien entwerfen, die sich in der Höhe der jeweils neu geschaffenen Kapazität unterscheiden. Der Zuweisungsmethodik gemäß Art. 8 Abs. 2 S. 2 und 4, Art. 17 Abs. 20 i. V. m. Art. 22 Abs. 3, Art. 29 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459 entsprechend werden grundsätzlich zeitgleiche Auktionen für Bestandskapazitäten und Angebotslevel durchgeführt. Nach Abschluss der Auktionen wird das Angebotslevel einer Wirtschaftlichkeitsprüfung unterzogen. Dabei werden die Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer mit den Kosten des Ausbauvorhabens verglichen. Kapazität darf entsprechend dem Auktionsergebnis des Angebotslevels nur zugewiesen werden, wenn das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung auf beiden Seiten des Kopplungspunktes positiv ist. Anderenfalls sind die Auktionen dieses Angebotslevels rechtlich unverbindlich, das heißt Kapazitätszuweisung und entsprechender Netzausbau haben zu unterbleiben, Art. 22 Abs. 3 S. 3 der Verordnung (EU) 2017/459. Die Regelungen gelten kraft der Erstreckung (vgl. unter **3.**) auch für Ein-/Ausspeisepunkte von und zu Drittstaaten.

52 Diesen Anforderungen wird das vorgelegte Angebotslevel gerecht.

53 Der Projektantrag enthält ein einziges Angebotslevel für ungebündelte Kapazitätsprodukte mit einer einzigen Ausbauvariante. Der Widerspruch zu Art. 27 Abs. 3 lit. b der Verordnung (EU) 2017/459, wonach Angebotslevel für gebündelte Kapazitätsprodukte zu bilden sind, steht einer Genehmigung nicht entgegen. Die Antragstellerin zu 1 ist tatsächlich gehindert, Angebotslevel für gebündelte Kapazitätsprodukte zu bilden, weil der angrenzende Netzbetreiber Erdgas Ostschweiz AG nicht an die Verordnung (EU) 2017/459 gebunden ist und weder gebündelt vermarkten noch einen Wirtschaftlichkeitstest durchführen will. Das schweizerische Bundesamt für Energie teilt diese Rechtsansicht. Nach sinngemäßer Auslegung der Erstreckungsentscheidung (vgl. unter **3.**) und der Artt. 19, 22 Abs. 3 S. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 genügt demnach die ungebündelte Vermarktung durch die Antragstellerin zu 1. Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung kommt es allein auf ein positives Ergebnis auf deutscher Seite an.

54 Rechtlich nicht zu beanstanden ist, dass sämtliche angefragten Kapazitäten unabhängig von vorhandenen Bestandskapazitäten zwischen THE und schweizerischen Netzbetreibern angeboten werden. Das Netzausbauszenario des Angebotslevels sieht die Schaffung eines neuen Grenzübergangspunktes in der Bodenseeregion vor, Bestandskapazitäten werden nicht in das Angebotslevel aufgenommen, sondern unabhängig von dem Projekt angeboten und zugewiesen. Anlass ist der Wunsch des angrenzenden Netzbetreibers Erdgas Ostschweiz AG, Kapazitäten bestehender Grenzübergangspunkte nicht zu berücksichtigen. Diese Kapazitäten erfüllten nicht die konkreten Anforderungen an die Versorgungssicherheit (Verfügbarkeit N-1-Versorgung). Eine Aufnahme der Bestandskapazitäten würde nach Art. 22 der Verordnung (EU) 2017/459 bedingen,

dass diese Kapazitäten dennoch ausgebucht werden müssen, und hätte damit unsachgerechte Mehrbelastungen des Transportkunden zur Folge.

3.1.1. Angebotslevel: Ermittlung der anzubietenden Kapazitätsprodukte

55 Das vorgelegte Angebotslevel entspricht den rechtlichen Anforderungen. Die Antragstellerinnen haben die nach Art. 29 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 anzubietenden Kapazitätsprodukte ermittelt. Eine Kapazitätsbündelung mit der Erdgas Ostschweiz AG unterbleibt aus vorgenannten Gründen.

56 Dem Angebotslevel liegen die Vorgaben des Art. 11 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/459 zugrunde. Danach gilt grundsätzlich:

[Anzubietende Kapazität] = A – B – C + D + E – F

Dabei gilt:

A	ist die technische Kapazität des Fernleitungsnetzbetreibers für jedes der Standardkapazitätsprodukte;
B	ist bei jährlichen Auktionen für Jahreskapazität, bei denen Kapazität für die nächsten fünf Jahre angeboten wird, die Menge an technischer Kapazität (A), die gemäß Art. 8 Abs. 7 lit. b) zurückgehalten wird;
	ist bei jährlichen Auktionen für Jahreskapazität, bei denen Kapazität für die Zeit nach den ersten fünf Jahren angeboten wird, die Menge an technischer Kapazität (A), die gemäß Art. 8 Abs. 7 lit. a) zurückgehalten wird;
C	ist die zuvor verkaufte technische Kapazität, bereinigt um die Kapazität, die gemäß den geltenden Verfahren für das Engpassmanagement erneut angeboten wird;
D	ist die für das jeweilige Jahr gegebenenfalls vorhandene zusätzliche Kapazität;
E	ist die für das jeweilige Jahr gegebenenfalls neu zu schaffende Kapazität, die in einem Angebotslevel enthalten ist;
F	ist die gegebenenfalls vorhandene Menge an neu zu schaffender Kapazität (E), die gemäß Art. 8 Abs. 8 und 9 zurückgehalten wird.

57 Aufgrund der Schaffung eines neuen Grenzübergangspunktes und der Vermarktung außerhalb eines virtuellen Kopplungspunktes lautet die Formel hier:

[Anzubietende Kapazität] = E – F

58 Auf deutscher Seite führte das Ausbauvorhaben des Angebotslevels in sämtlichen Gaswirtschaftsjahren zu neuer, dynamisch zuordenbarer Ausspeisekapazität in Höhe von 2.000.000 kWh/h („E“ im Sinne des Art. 11 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/459).

59 Mit Beschluss zur Anpassung von Kapazitätsregelungen im Gassektor (Beschluss vom 14.08.2015, Az. BK7-15-001) hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur gemäß Art. 8 Abs. 9 der Verordnung (EU) 2017/459 den zurückzuhaltenden Anteil neu zu schaffender Kapazität für die deutschen Seiten aller Kopplungspunkte auf zwanzig Prozent festgelegt. In entsprechender Anwendung des Art. 8 Abs. 7 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 ist eine Hälfte dieser Kapazität frühestens in der jährlichen Auktion für Jahreskapazität anzubieten, die nach dem Auktionskalender während des fünften Gasjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet. Die

andere Hälfte ist gemäß Art. 8 Abs. 7 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/459 frühestens in der jährlichen Auktion für Quartalskapazität anzubieten. Wegen des geplanten Beginns der betrieblichen Nutzung zum Gaswirtschaftsjahr 2028/29 sind in der Jahresauktion vom 05.07.2021 keine Kapazitäten von der Regelung des Art. 8 Abs. 7 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 betroffen; es bleibt daher effektiv bei dem Anteil von zwanzig Prozent.

	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **A**	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **B**	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **C**	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **D**	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **E**	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **F**
	technisch verfügbare Kapazität	zurückgehaltene Kapazität	vermarktete Kapazität	zusätzliche Kapazität	neu zu schaffende Kapazität	zurückgehaltene neu zu schaffende Kapazität
GWJ 28/29	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 29/30	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 30/31	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 31/32	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 32/33	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 33/34	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 34/35	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 35/36	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 36/37	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 37/38	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 38/39	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 39/40	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 40/41	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 41/42	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h
GWJ 42/43	0	0	0	0	2.000.000 kWh/h	400.000 kWh/h

Tabelle 4: Ermittlung des Angebotslevels

60 Dieses Angebotslevel ist unter Berücksichtigung des zulässigen Vermarktungszeitraums erstellt. Gemäß Art. 11 Abs. 3 S. 1 Verordnung (EU) 2017/459 dürfen Angebotslevel für Jahreskapazität, sollte neu zu schaffende Kapazität angeboten werden, einen Zeitraum von maximal 15 Jahren nach dem Beginn der betrieblichen Nutzung umfassen. Am 11.12.2020 haben die Antragstellerinnen auf Rückfrage zu dem Antrag klargestellt, dass die Inbetriebnahme bzw. Fertigstellung Ende 2027 erst eine Kapazitätsvermarktung frühestens zum GWJ 2028/29 ermöglichen, da eine Kapazitätsbereitstellung voraussichtlich nicht rechtzeitig vor Oktober 2027 erfolgen kann. Daher dürfen die ungebündelten Kapazitätsprodukte bis einschließlich des GWJ 2042/43 für 15 Jahre angeboten werden.

3.1.2. Angebotslevel - Widerspiegeln der Marktnachfrage

61 Das Angebotslevel spiegelt die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität wider.

62 Gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 haben die abgestimmten Angebotslevel eines Projektantrags der im Verfahren gemäß Art. 26 und 27 Abs. 3 der Verordnung (EU)

2017/459 ermittelten voraussichtlichen Nachfrage Rechnung zu tragen. Hierdurch wird sichergestellt, dass das Projekt einen auf die konkreten Nachfragen der Netznutzer gestützten spezifischen Netzausbau ermöglicht. Eine Schranke bildet die technische Machbarkeit.

63 Die in **Tabelle 4** aufgeführten Kapazitätsbeträge erfüllen diese Anforderungen, weil die unverbindliche Nachfrage, dargestellt in **Tabelle 1**, größtenteils bedient werden könnte. Nach Ansicht der Beschlusskammer ist dabei unerheblich, ob die gesamte Kapazität bereits im Zeitpunkt der Auktion für Jahreskapazität am 05.07.2021 kontrahiert werden kann. Vielmehr genügt es, wenn die von Netznutzern angefragte Transportkapazität für die jeweiligen Gaswirtschaftsjahre technisch verfügbar gemacht wird. Soweit Anteile der Kapazitäten nach den zuvor geschilderten Grundsätzen zurückzuhalten sind, steht dies einem Widerspiegeln der Nachfrage nicht entgegen. Entgegen der unverbindlichen Nachfrage erfolgt keine Bereitstellung in den Gaswirtschaftsjahren 2026/27 und 2027/28. Die Antragstellerinnen haben diesbezüglich glaubhaft erklärt, die Kapazitäten vor dem Gaswirtschaftsjahr 2028/29 technisch nicht in Betrieb nehmen zu können.

3.2. Ergänzende Geschäftsbedingungen

64 Die Genehmigung konnte gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 auch mit Blick auf die geplante Verwendung der projektbezogenen „Ergänzende[n] Geschäftsbedingungen für neu zu schaffende Kapazität“ (im Weiteren: EGB) erfolgen. Diese sind – mit den Änderungen nach Tenorziffer 1.) a) – mit den regulatorischen Vorgaben vereinbar.

65 Gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 haben die Antragstellerinnen die allgemeinen Geschäftsbedingungen vorzulegen, *„[…] die ein Netznutzer akzeptieren muss, um während des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität an der verbindlichen Kapazitätszuweisungsphase teilnehmen und Zugang zu Kapazität erhalten zu können, einschließlich etwaiger von Netznutzern zu stellende[r] Sicherheiten, und Angaben dazu, wie etwaige Verzögerungen bei der Kapazitätsbereitstellung oder eine Störung des Projekts vertraglich geregelt sind […]“*.

66 Prüfungsmaßstab sind grundsätzlich die Angemessenheit und Diskriminierungsfreiheit der Bedingungen des Netzzugangs, vgl. § 21 Abs. 1 EnWG. Spezifisch energiewirtschaftliche Maßstäbe sind dem Erwägungsgrund 11 und den Art. 19, 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zu entnehmen. Danach sind die Interessen der Antragstellerinnen, die Interessen der den Netzausbau nachfragenden Netznutzer und schließlich die Interessen der Gesamtheit der Netznutzer und „gefangenen“ Kunden in Ausgleich zu bringen.

67 Die Beschlusskammer hat sich dem Zweck der Regelung entsprechend auf eine Prüfung der EGB beschränkt, also auf Abweichungen und Ergänzungen verglichen mit den regulären allgemeinen Geschäftsbedingungen. Anderenfalls wären Projekte ein zufälliger Anlass, sämtliche Netzzugangsbedingungen einer Prüfung zu unterziehen. Nicht Gegenstand sind daher jene Bedingungen, die ohnehin auch beim regulären Angebot von Bestandskapazität zu akzeptieren sind, d. h.

insbesondere Anlage 1 der *Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen.*

68 Für maßgeblich hält die Beschlusskammer hiernach die §§ 3 und 4 EGB. Sie sind mit den regulatorischen Vorgaben vereinbar und erscheinen nach den vorgenannten Maßstäben angemessen. Sowohl § 3 als auch § 4 EGB bewirken eine stärkere Bindung an die Transportverträge. Sie dienen hiermit nicht allein den Interessen des Netzbetreibers, sondern dem in Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 genannten Ziel: Es soll verhindert werden, dass „gefangene" Kunden den wirtschaftlichen Risiken des Projekts ausgesetzt werden. Eine solche Gefahr besteht grundsätzlich, weil die Teilnehmer der Kapazitätszuweisungsphase mit ihren Buchungen über die Projektumsetzung und damit die Investitionen des Fernleitungsnetzbetreibers entscheiden. Wenn Zahlungsverpflichtungen später entfielen, hätten „gefangene" Kunden die Kosten des Ausbaus im Wege steigender Netzentgelte zu tragen. Die §§ 3 und 4 EGB bewirken somit eine Verknüpfung zum Schutz der übrigen Netznutzer: Die Transportkunden verpflichten den Fernleitungsnetzbetreiber durch Buchungen zum Netzausbau, haben im Gegenzug aber auch die wirtschaftlichen Risiken der Projektumsetzung zu übernehmen. Die Grenze der Risikoübernahme bilden jedenfalls vom Fernleitungsnetzbetreiber zu vertretende Fälle (vgl. für Verzögerungen: § 4 Nr. 4 S. 4 EGB).

69 Der § 3 Nr. 3 EGB betrifft das Sonderkündigungsrecht bei Erhöhungen des spezifischen Kapazitätsentgelts. Eine Kündigung ist nach § 3 Nr. 3 EGB in Verbindung mit der Anlage 1 dieser EGB – insoweit einschränkend gegenüber der Regelung des § 25 AGB (Anlage 1 der KoV) - nur für Leistungszeiträume möglich, in denen das spezifische Kapazitätsentgelt die ausgewiesene Entgelthöchstgrenze übersteigt. Diese Regelung erscheint sachgerecht. Zugunsten der gefangener Kunden schließt sie aus, dass zeitlich begrenzte Entgeltüberschreitungen zu einem Wegfall von Zahlungspflichten für eigentlich nicht betroffene Zeiträume führen.

70 Gemessen an dem Ziel, andere Transportkunden und „gefangene Kunden" nicht mit den Risiken des Projekts zu belasten (vgl. Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) 2017/459), hält die Beschlusskammer jedoch die Regelungen für unzureichend, die in § 3 Nr. 3 S. 1 EGB in Verbindung mit der Anlage 1 der EGB die Entgelthöchstgrenze für Sonderkündigungsrechte bestimmen. Die Genehmigung des Projektantrags wird daher unter der Änderung erteilt, dass die in Tenorziffer 1.) a) genannten Klauseln verwendet werden.

71 Gemäß § 25 Abs. 1 und 3 AGB (Anlage 1 der KoV) ist ein Transportkunde zur Kündigung berechtigt, wenn sich die zu zahlenden Entgelte – hierzu gehören laut einer nicht abschließenden Aufzählung das spezifische Kapazitätsentgelt und Preisaufschläge aus Auktionen – für ein jeweiliges Jahr stärker erhöhen als der Verbraucherpreisindex. Anknüpfungspunkt ist hiernach die Änderung der vertraglichen Äquivalenz zum Nachteil des Transportkunden. Sie ist an der Gesamtheit der geschuldeten Entgelte zu messen.

72 Nach der durch die Antragstellerinnen vorgelegten Regelung wäre ein Transportvertrag hingegen kündbar, wenn die Schwelle der zulässigen Erhöhung nur hinsichtlich eines Teils der geschuldeten Gegenleistung, nämlich dem nach regulatorischen Vorgaben gebildeten Kapazitätsentgelt, überschritten wird. Etwaige Auktions- und Mindestaufschläge würden ohne Inflationierung in die Ermittlung der Entgelthöchstgrenze eingehen. Anders gewendet: Kündigungen wären hiernach auch möglich, wenn die Erhöhung bezogen auf die Gesamtheit der geschuldeten Entgelte kleiner ausfiele als die Erhöhung des maßgeblichen Verbraucherpreisindexes.

73 Die vorgelegte Regelung erscheint deshalb – auch wenn sie das Kündigungsrecht auf den spezifischen Zeitraum der Überschreitung beschränkt – teilweise als Abweichung vom Erfordernis gesamtvertraglicher Äquivalenzstörung (§ 25 AGB, Anlage 1 der KoV). Das hält die Beschlusskammer im Lichte der Interessen Dritter nicht für sachgerecht. Zwar mögen Erhöhungen des spezifischen Kapazitätsentgelts nicht (allein) im Projekt begründet sein; sehr wohl darin begründet ist jedoch, dass im Kündigungsfalle neben dem spezifischen Kapazitätsentgelt auch ein etwaiger obligatorischer Mindestaufschlag nicht mehr vereinnahmt würde.

74 Die nach Tenorziffer 1.) a) zu verwendende Klausel bezieht die für eine Kündigung maßgebliche Entgelthöchstgrenze daher auf die Entgelte einschließlich eines etwaigen obligatorischen Mindestaufschlags, multipliziert mit der Veränderung des Verbraucherpreisindexes des Leistungszeitraums zu dem VPI des Jahres 2022.

75 Nicht entsprochen wird somit der Bitte aus der Stellungnahme der Antragstellerin zu 2 vom 17.03.2021 an die Beschlusskammer, klarzustellen, dass ein obligatorischer Mindestaufschlag auch im Falle der Kündigung des Transportvertrages weiter zu zahlen ist. Nach Auffassung der Beschlusskammer hätte es sich bei der gewünschten „Klarstellung“ um eine inhaltliche Änderung gehandelt. Die Beschlusskammer hält es für sachgerecht, die Pflicht zur Zahlung des Mindestaufschlags nicht vom Transportvertrag zu separieren und bei einer einheitlichen Betrachtung zu bleiben. Der Mindestaufschlag ist Teil der Entgelte im Sinne des § 25 Ziffer 1 der Anlage 1 der KoV. Hierfür spricht auch Art. 33 Abs. 5 S. 1 der Verordnung (EU) 2017/460, wonach der obligatorische Mindestaufschlag zu dem Referenzpreis addiert wird.

76 Weitere Abweichungen nennen § 4 Nr. 3 und 4 EGB: Dort sind Regelungen zu den rechtlichen Folgen von Verzögerungen oder Störungen des Projekts enthalten, wie sie in Art. 28 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 angelegt sind. Hiernach verpflichten sich Netznutzer zu etwaigen zukünftigen Buchungen, sollten vom Fernleitungsnetzbetreiber nicht zu vertretende Verzögerungen bei der Kapazitätsbereitstellung auftreten. Zudem wird nach § 4 Nr. 4 EGB ausgeschlossen, dass sich Modalitäten des Kapazitätsangebots an vor- bzw. nachgelagerten Netzpunkten auf Rechte und Pflichten aus dem hier maßgeblichen Transportvertrag auswirken. Als vor- bzw. nachgelagert sollen hierbei auch die anderen Seiten von Kopplungspunkten gelten, an denen nach Art. 19 Nr. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459 gebündelt vermarktet wird.

77 Etwaige Buchungsverpflichtungen nach § 4 Nr. 3 EGB dürften keine unangemessenen, marktbeschränkenden Kapazitätshortungen (§ 16 Abs. 3 und 4 GasNZV) zur Folge haben. Zwar wird der Transportkunde möglicherweise zu nicht erforderlichen Buchungen angehalten, jedoch lässt auch eine Buchung Dritter die Pflichten entfallen (§ 4 Nr. 3 S. 5 EGB). Es besteht somit keine Notwendigkeit, die Transportrechte tatsächlich und endgültig zu erwerben. Auch ein Sekundärhandel steht weiter offen.

78 Schließlich steht auch § 4 Nr. 4 EGB einer Genehmigung nicht entgegen. Soweit sich hiernach die Modalitäten des Kapazitätsangebots an vor- bzw. nachgelagerten Netzpunkten nicht auf den hier maßgeblichen Transportvertrag auswirken sollen, ist dies mit dem Prinzip des entry-exit Systems grundsätzlich vereinbar.

3.3. Projektzeitplan

79 Der vorgelegte Zeitplan wird genehmigt. Nach diesem soll die neue Kapazität zum Ende des Jahres 2027 in Betrieb genommen werden.

80 Gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. c), Abs. 2 Verordnung (EU) 2017/459 sind die Zeitpläne für das Projekt für neu zu schaffende Kapazität, einschließlich etwaiger Änderungen seit der in Art. 27 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/459 beschriebenen Konsultation sowie die Maßnahmen zur Vermeidung von Verzögerungen und zur Verringerung der Auswirkungen von Verzögerungen, Genehmigungsgegenstand.

81 Im Vergleich zum Konsultationsdokument wurde die Kapazitätsbereitstellung um zwei Jahre auf das GWJ 2028/29 verschoben, da sich laut den Antragstellerinnen in der Zwischenzeit neue Erkenntnisse zum realistischen Projektfortschritt ergeben haben. Dies wurde auch im Wirtschaftlichkeits-Tool in der Anlage zum Projektantrag entsprechend angepasst.

82 Die Planungs- und Bauzeit der erforderlichen Investitionen zur Bereitstellung der Kapazitäten am neuen Netzkoppelungspunkt in der Bodenseeregion wird nach erfolgreicher Auktion von 2021 bis zur planmäßigen Inbetriebnahme vorrausichtlich Ende 2027 angesetzt. Eine weitere Detaillierung des Zeitplans soll laut den Antragstellerinnen nach Bestehen der Wirtschaftlichkeitsprüfung erfolgen. Dieser Zeitraum zur Planung und Umsetzung der Maßnahme kann aus Erfahrungen aus der Umsetzung von Maßnahmen dieser Art und Größenordnung im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas unter regulär ablaufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren als realistisch angesehen werden.

3.4. Informationen und Parameter der Wirtschaftlichkeitsprüfung

83 Gemäß Art. 25 Abs. 1, 28 Abs. 1 lit. d), Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 sind die mit dem Projektantrag vorgelegten Parameter für die Barwerte, den geschätzten Referenzpreis, den f-Faktor und den obligatorischen Mindestaufschlag durch die Regulierungsbehörde zu genehmigen. Die Werte finden Eingang in die sogenannte Wirtschaftlichkeitsprüfung, die gemäß

Art. 11 Abs. 10 der Verordnung (EU) 2017/459 innerhalb von zwei Geschäftstagen nach der Schließung der Gebotsrunde durch die Bundesnetzagentur (vgl. Beschluss vom 19.07.2017, Az. BK9-17/609) durchgeführt wird. Eine Wirtschaftlichkeitsprüfung erfolgt für das beantragte Angebotslevel (Art. 22 Abs. 3 S. 1 Verordnung (EU) 2017/459).

84 Gemäß Art. 22 Abs. 3 S. 1 Verordnung (EU) 2017/459 wird ein Projekt nur weiterverfolgt, wenn die Wirtschaftlichkeitsprüfung eines Angebotslevels auf beiden Seiten des Kopplungspunktes zu einem positiven Ergebnis führt. Aufgrund der Unanwendbarkeit der Vorgaben der Verordnung EU 2017/459 in der Schweiz, vgl. Abschnitte I. (1) und (6), reicht es vorliegend indes aus, wenn ausschließlich die Wirtschaftlichkeitsprüfung des Angebotslevels auf der deutschen Ausspeiseseite des Kopplungspunkts zu einem positiven Ergebnis führt, um das Projekt weiterzuverfolgen. Zu einem positiven Ergebnis kommt die Prüfung gemäß Art. 22 Abs. 2 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459, wenn der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen (vereinfacht: die zusätzlichen Einnahmen innerhalb der Auktionen für die neu zu schaffenden Kapazitäten) mindestens dem durch den f-Faktor definierten Anteil des Barwerts der geschätzten Erhöhung der zulässigen (Ziel)Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber entspricht.

$$\sum_{j=1}^{T}\left[\frac{1}{(1+i)^j} \times \left\{\left(RP_j + AP_j + MP_j\right) \times NK_j + \left(AP_j + MP_j\right) \times verf.BK_j^{|NK>0}\right\}\right] \geq \sum_{j=1}^{H}\frac{1}{(1+i)^j}\Delta EOG_j \times f$$

Dabei gilt:	
i	Zinssatz zur Ermittlung des Barwerts
j	Index für das jeweilige Jahr
RP_j	Referenzpreis für das Jahr j
AP_j	Auktionsaufschlag im Jahr der Versteigerung für das Jahr j
MP_j	obligatorischer Mindestaufschlag gem. Art. 33 Abs. 3 Verordnung (EU) 2017/460 für das Jahr j
NK_j	neue Kapazität im Jahr j (Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeitsprüfung im Vorfeld der Auktion sind hier die je nach Angebotslevel in der Auktion voraussichtlich gebuchten neuen Kapazitäten einzutragen. Nach der Auktion sind die tatsächlich vermarkteten Kapazitäten einzutragen.)
$verf.BK_j^{\|NK>0}$	verfügbare Bestandskapazität, die im Rahmen der Versteigerung der neuen Kapazitäten für das Jahr j zusammen mit der neuen Kapazität gebucht wurde; Bedingung: neue Kapazität muss > 0, also gebucht worden sein
ΔEOG_j	Veränderung der EOG im Jahr j
f	der gem. Art. 23 Verordnung (EU) 2017/459 zu bestimmende f-Faktor
T	maximale Jahre, in denen die neue Kapazität angeboten werden darf
H	maximale Nutzungsdauer (Abschreibungsdauer) der Investition und des damit verbundenen Anstiegs der EOG

85 Für die Berechnung stellt die Bundesnetzagentur ein Tool auf ihrer Internetseite bereit:

> https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap_node.html
>
> Erläuterungen:
>
> https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_InstituInstit/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/IncrementalCap/Erlaeuterungen_Kalkulations-tool.pdf?__blob=ppublicationFil&v=3
> Links mit Stand vom: 04.02.2021

86 Die Wirtschaftlichkeitsprüfung soll die ökonomische Tragfähigkeit des Projektes sicherstellen und verlangt daher, dass jene Netznutzer, die neu zu schaffende Kapazität nachfragen, die mit ihrer Nachfrage verbundenen finanziellen Risiken tragen (vgl. Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) 2017/459). Es erscheint daher sachgerecht, die finanziellen Risiken der bestehenden Netzinfrastruktur, sofern von der neu zu schaffenden Kapazität und deren Nutzung unabhängig, bei der Allgemeinheit zu belassen. Selbst für den Fall, dass (teilweise) die bestehende Netzinfrastruktur ausbaumindernd für die hier neu zu schaffenden Kapazitäten genutzt werden kann, wären insbesondere deren Abschreibungen bzw. Verzinsungen deren Restbuchwerte nicht bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung anzusetzen.

87 Hieraus folgt allerdings auch, dass innerhalb der Wirtschaftlichkeitsprüfung ausschließlich der Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen (Ziel)Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber durch die Einnahmen der Buchungen der Netznutzer von Kapazitäten aus dem Angebotslevel refinanziert wird. Eine Kostentragung der bestehenden Infrastruktur, auch wenn diese teilweise (ausbaumindernd) zu Darstellung der neu zu schaffenden Kapazität genutzt wird, erfolgt nicht. Diesem Aspekt ist im Folgenden bei der Genehmigung der einzelnen Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung, insbesondere dem f-Faktor, entsprechend Rechnung zu tragen.

3.4.1. Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse

88 Der von den Antragstellerinnen im ursprünglich Projektantrag vom 23.10.2020 beantragte Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse in Höhe von 171.503.517 € wird entsprechend Tenorziffer 1.) b) in Höhe von 160.563.996 € genehmigt.

89 Gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. b), 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 ist der beantragte Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse oder Zielerlöse des Fernleitungsnetzbetreibers in Verbindung mit der im Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität zu genehmigen. Die Beschlusskammer überprüft den von den Antragstellerinnen beantragten Barwert lediglich auf Plausibilität. Ist dies nicht der Fall, legt die Beschlusskammer den Barwert gemäß Art. 25 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 abweichend vom Antrag fest.

90 Der Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse oder Zielerlöse des Fernleitungsnetzbetreibers in Verbindung mit der im Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität

in Höhe von 160.563.996 € ist sachgerecht und plausibel hergeleitet. Die Berechnung des Barwerts kann mit Hilfe des Wirtschaftlichkeits-Tools nachvollzogen werden.

3.4.1.1. Bestimmung der Investitionskosten

91 Die Antragstellerinnen haben im Projektantrag basierend auf Plankostensätzen des Entwurfs des NEP Gas 2020-2030 für die von ihnen ermittelten Ausbaumaßnahmen Investitionskosten in Höhe von 137 Mio. € ermittelt. Nach Angaben der Antragstellerinnen muss das Bestandsnetz durch zwei Leitungen, Verlängerung der Anbindungsleitung Wertingen-Kötz bis Hittistetten (ca. 18 km) sowie dem Neubau einer Anbindungsleitung vom Bestandsnetz der Antragstellerin zu 1 zum Anlandepunkt am Bodensee (ca. 10 bis 20 km) ertüchtigt werden. Darüber hinaus ist der Bau eines Verdichters und einer GDRM-Anlage im Netz der Antragstellerin zu 1 erforderlich.

92 Mit Schreiben vom 11.12.2020 legten die Antragstellerinnen nachvollziehbar dar, wie sich gemäß den Plankostensätzen des NEP Gas für die oben genannten Ausbaumaßnahmen die Investitionskosten in Höhe von 137 Mio. € ergeben. Die Plankostensätze des NEP Gas heranzuziehen, ist aus Sicht der Beschlusskammer sachgerecht.

93 Bei der Ausbaumaßnahme der Anbindungsleitung vom Bestandsnetz der Antragstellerin zu 1 zum Anlandepunkt am Bodensee haben die Antragstellerinnen die Maximalvariante mit einer Leitungslänge von 20 km kostenseitig angesetzt, obwohl die Länge der Leitung selbst gegenwärtig mit 10 bis 20 km geschätzt wird. Dies wurde nicht näher begründet. Für die Beschlusskammer ist es nicht ersichtlich, warum es wahrscheinlicher sein sollte, dass die genannte Leitung eher 20 km, als 10 oder 15 km lang ausfallen wird. Dass die exakte Länge der Leitung und somit deren Investitionskosten zum gegenwärtigem Zeitpunkt nicht genauer bestimmbar ist, erscheint nachvollziehbar. Dennoch gilt es, bezüglich der Kostentragung, einen sachgerechten Interessenausgleich zwischen der Allgemeinheit auf der einen Seite und den Netznutzern, welche die neu zu schaffende Kapazität nachfragen, auf der anderen Seite herzustellen. Dies scheint bei einem mittleren Ansatz der Leitungslänge (15 km) gegeben. Der Hinweis der Antragstellerin zu 1 in ihrer Stellungnahme vom 19.03.2021, dieses Vorgehen berge das Risiko einer nicht verursachungsgerechten Kostentragung für Bestandsnutzer, überzeugt nicht. Denn dieses Risiko realisiert sich nur dann, wenn eine tatsächliche Leitungslänge von mehr als 15 km notwendig wird. Das eine Leitungslänge von mehr als 15 km wahrscheinlicher ist, wurde durch die Antragstellerin zu 1 aber gerade erneut nicht dargelegt. Insoweit musste die Beschlusskammer in ihrer Abwägung weiterhin davon ausgehen, dass eine Leitungslänge von 10 km genauso wahrscheinlich ist wie eine Länge von 20 km. Davon ausgehend, ist es ein plausibler Ansatz das Risiko der ungerechtfertigten Kostentragung sachgerecht zwischen der Allgemeinheit und den Netznutzern, die neu zu schaffende Kapazität anfragen, zu verteilen. Sachgerecht verteilt ist das Risiko dann, wenn es der Wahrscheinlichkeit einer Abweichung entsprechend verteilt wird. Dies ist bei dem gewählten mittleren Ansatz der Leitungslänge von 15 km der Fall. Insofern kürzt die Beschlusskammer die von den Antragstellerinnen

angesetzten Investitionskosten dieses Leitungsabschnittes in Höhe von 34 Mio. € um 9 Mio. € auf 25 Mio. €. Bei der Ermittlung der Investitionskosten für eine Leitungslänge von 15 km wurden ebenfalls die Plankostensätze des NEP Gas herangezogen sowie eine Inflation in Höhe von 1 % bis zur Inbetriebnahme der Leitung in sieben Jahren berücksichtigt.

3.4.1.2. Ansatz der Treibenergiekosten

94 Die Antragstellerinnen haben im angepassten Projektantrag vom 23.10.2020 jährliche Treibenergiekosten in Höhe von 4,25 Mio. € angesetzt. Die neu zu schaffenden Kapazitäten wurden als DZK-Produkte angefragt, mit einer festen Transportmöglichkeit vom Netzkotenpunkt Burghausen zum neu zu errichtenden Grenzübergangspunkt in der Bodenseeregion. Als mögliche Einspeisepunkte für eine feste (gesicherte) Ausspeisung am Grenzübergangspunkt in der Bodenseeregion benannten die Antragstellerinnen die bestehenden Grenzübergangspunkte Überackern und Überackern 2 sowie die Speicheranschlusspunkte Haidach und 7Fields. Für die Ermittlung der durch die Nutzung der neu zu schaffenden Kapazitäten notwendigen Treibenergiekosten hinterlegten die Antragstellerinnen einen Transportpfad entlang der im Vermarktungsprodukt DZK enthaltenen festen Transportstrecke. Sie analysierten entlang dieser Transportstrecke, welche zusätzlichen Leistungen von Bestands- oder Neu-Verdichter für die hinzukommenden Transporte benötigt würden. Die zusätzlichen Transportmengen bestimmten die Antragstellerinnen auf Basis der von der Erdgas Ostschweiz AG übersandten Nutzungsdaten und einer Analyse der Tagesmitteltemperaturen von 1999 bis 2019. Den Nutzungsdaten lag das Interesse an einer höheren Versorgungssicherheit des angrenzenden Verteilernetzes Erdgas Ostschweiz AG zu Spitzenlastzeiten zu Grunde. Die so ermittelten zusätzlichen Verdichter-Leistungen wurden sachgerecht in Treibenergiemengen umgerechnet und mit handelsüblichen Prognosen bei Energie- und CO_2-Preisen (inkl. Energiesteuer) multipliziert. Dieses grundsätzliche Vorgehen bei der Bestimmung der Treibenergiekosten, auch die höhere Nutzung von Bestandsverdichter-Anlagen für zusätzliche Transporte auf Basis der neu zu schaffenden Kapazitäten, ist nicht zu beanstanden.

95 Ob und in welcher Höhe zusätzliche Treibenergiekosten anfallen, ist abhängig von der Annahme, woher das Richtung Schweiz ausgespeiste Erdgas kommen wird. Sollte das Erdgas, wie im angepassten Antrag vollständig über die Grenzübergangspunkte Überackern oder Überackern 2 eingespeist werden, wären zusätzliche Verdichter-Leistungen nötig. Würde das Erdgas hingegen über die Speicheranschlusspunkte Haidach oder 7Fields eingespeist, müsste das Erdgas am Verdichter-Standort Burghausen nicht zusätzlich verdichtet werden, da der Druck auf Grund der Entnahme aus den Erdgasspeichern an dieser Stelle bereits ausreichend hoch für den Weitertransport wäre.

96 Im Rahmen der Konsultation hat die Erdgas Ostschweiz AG die Treibenergiekosten als unrealistisch hoch kritisiert. Sie wies jedoch nur unkonkret darauf hin, dass maßgebliche Mengen aus den Speicheranschlusspunkten Haidach oder 7Fields eingespeist würden. Auch auf Nachfrage der

Antragstellerinnen teilte die Erdgas Ostschweiz AG am 02.12.2020 nur beispielhaft einen Mengenanteil von 75 % mit, welcher möglicherweise über die Speicheranschlusspunkte bereitgestellt würde. Eine konkretere Aussage war ihr nicht möglich. Daraufhin passten die Antragstellerinnen ihre Kostenermittlung bezüglich der Treibenergie an. Abweichend zum Projektantrag verlagern die Antragstellerinnen nunmehr für einen Temperaturbereich von 0°C bis 8°C 25 % der Transportmengen auf die Speicheranschlusspunkte Haidach und 7Fields. Dies führt bezogen auf den Verdichter-Standort Burghausen zu rund 270.000 Euro/Jahr geringeren Treibenergiekosten. Für den Temperaturbereich unterhalb von 0°C blieben die Antragstellerinnen bei der 100%igen Zuordnung der Einspeisemengen aus den Grenzübergangspunkten. Dies argumentierten sie mit dem Modellierungsansatz im Netzentwicklungsplan, bei dem die beiden Speicher vornehmlich in diesen Spitzenlastszenarien der deutschen Versorgungsicherheit dienen.

97 Die Beschlusskammer hält die beispielhaft von der Erdgas Ostschweiz AG eingebrachte Mengenverteilung mit 75 % aus den Speicheranschlusspunkten für wenig realistisch. Eine nachvollziehbare Begründung für diesen Anteil der Mengenzuordnung wurde nicht vorgelegt. Von den anderen Marktteilnehmern wurde keine Kritik geäußert, dass die Antragsstellerinnen im Rahmen der Konsultation zunächst keine Zuordnung der Einspeisemengen über die Speicheranschlusspunkte vorgesehen hatten. Zu unterstellen, dass gar keine Mengen über die Speicheranschlusspunkte für einen Transport zum Netz der Erdgas Ostschweiz AG eingespeist werden, hält die Beschlusskammer allerdings ebenso für unwahrscheinlich und nicht begründet. Daher erachtet sie die innerhalb des Verfahrens von den Antragstellerinnen eingebrachte Mengenverlagerung von 25 % auf die Speicheranschlusspunkte als einen sachgerechten Ansatz. Sie stimmt jedoch nicht mit den Antragstellerinnen überein, dass dieser Ansatz nicht für den Temperaturbereich unter 0°C gelten sollte. Das Argument bezüglich des Modellierungsansatzes im Netzentwicklungsplan überzeugt nicht. Faktisch wird das Netz so ertüchtigt, dass zeitgleich sowohl die Versorgungssicherheit in Deutschland gewährleistet als auch die zusätzlichen Transporte in Richtung Schweiz in der Spitzenlast durch das Netz transportiert werden können. Von welchen Transportkunden die Erdgasmengen aus den Speichern und von welchen Transportkunden die Erdgasmengen über die Grenzübergangspunkte eingespeist werden, lassen auch die Antragstellerinnen offen. Insofern hält es die Beschlusskammer für realistisch, dass auch zu Spitzenlastzeiten 25 % der Mengen für die Schweiz über die Speicheranschlusspunkte eingespeist werden. Dies gilt über 0°C genauso wie unter 0°C. Insofern hat die Beschlusskammer bei den Antragstellerinnen nachgefragt, welche geringere Verdichter-Leistung am Standort Burghausen für eine niedrigere Transportmenge über die Grenzübergangspunkte notwendig wäre. Auf Basis der von den Antragstellerinnen am 21.01.2021 übermittelten reduzierten Verdichter-Leistung hat die Beschlusskammer analog zum Vorgehen der Antragstellerinnen die Treibenergiekosten ermittelt. Durch den auf 75 % reduzierten Mengenansatz der Einspeisungen über die Grenzübergangspunkte Überackern oder Über-

ackern 2 in allen Temperaturbereichen reduzieren sich die jährlichen Treibenergiekosten um weitere 144.813 €. Die gesamten anzusetzenden Treibenergiekosten belaufen sich somit auf 3.989.210 € pro Jahr.

98 Dieser Ansatz wird auch nicht durch die Stellungnahme der Antragstellerin zu 2 vom 17.03.2021 erschüttert. Auch von der Antragstellerin zu 2 wird als wahrscheinlich angesehen, dass bei Temperaturbereichen über 0°C teilweise eine Einspeisung aus den Speicheranlagen erfolgt. Die Gefahr der Kostenwälzung auf die Bestandskunden auf Grund einer ausbleibenden Einspeisung aus den Speicheranlagen zu Spitzenlastzeiten (Temperaturbereich unter 0°C) zur Versorgung der schweizerischen Kunden sieht die Beschlusskammer nicht. Denn insoweit äußert sich die Antragstellerin zu 2 erneut nicht dazu, dass dieses geänderte Nutzerverhalten als wahrscheinlicher anzusehen wäre. Der Beschlusskammer erscheint es unplausibel, dass sich das Netznutzungsverhaltens zur Versorgung der schweizerischen Kunden dahingehend verändern würde, dass gerade dann weniger Erdgas aus den Speicheranlagen eingespeist wird, wenn die Temperaturen kälter werden.

3.4.1.3. Barwertbestimmung

99 Die Berechnung des Barwerts kann mit Hilfe des Wirtschaftlichkeits-Tools nachvollzogen werden. Auf Basis der eingetragenen Investitionskosten werden die jährlich anfallenden Kapital- und Betriebskosten berechnet. Die jährlichen Kapitalkosten setzen sich zusammen aus den kalkulatorischen Abschreibungen, der Verzinsung des eingesetzten Kapitals und der kalkulatorischen Gewerbesteuer. Die jährlich anfallenden Betriebskosten werden anhand von auf den Anschaffungs-/Herstellungskosten basierenden Betriebskostenpauschalen ermittelt. Die Kalkulation dieser Kosten orientiert sich dabei an der Methodik zur Bestimmung der Kapital- und Betriebskosten aus Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV gemäß den Festlegungen BK4-12-656 bzw. BK4-12-656A01 der Beschlusskammer 4. Die Änderung der Festlegungen der Beschusskammer 4 vom 15.12.2020 fanden keine Berücksichtigung mehr, da zu diesem Zeitpunkt bereits die Antragstellung erfolgt war. Die jährlichen Treibenergiekosten sind über die Betriebskostenpauschalen nicht abgedeckt und werden daher zusätzlich in Ansatz gebracht. Der Barwert ergibt sich aus den abgezinsten jährlich anfallenden Kosten. Das Betrachtungsjahr für die Barwertberechnung ist das Jahr der verbindlichen Kapazitätsanfrage (2021).

100 Eine detailliertere Beschreibung der Ermittlung der Kapital- und Betriebskosten und der Barwertbestimmung ist auf der Website der Bundesnetzagentur zu finden (https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/IncrementalCap/Erlaeuterungen_Kalkulationstool.pdf?__blob=publicationFile&v=3).

3.4.2. Geschätzter Referenzpreis

101 Der von den Antragstellerinnen im ursprünglich Projektantrag vom 23.10.2020 beantragte geschätzte Referenzpreis in Höhe von 3,357 €/(kWh/h)/a wird entsprechend Tenorziffer 1.) c) in Höhe von 2,98 €/(kWh/h)/a genehmigt. In dieser Höhe haben die Antragstellerinnen den geschätzten Referenzpreis mit Schreiben vom 11.12.2020 bzw. 18.12.2020 ebenfalls selbst angepasst.

102 Gemäß Art. 25 Abs. 1 lit. a), 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 ist für den Zeithorizont des ersten Angebots neu zu schaffender Kapazität der geschätzte Referenzpreis zu genehmigen. Die Beschlusskammer überprüft den von den Antragstellerinnen beantragten geschätzten Referenzpreis lediglich auf Plausibilität. Ist dieser nicht plausibel, legt die Beschlusskammer den geschätzten Referenzpreis gemäß Art. 25 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 abweichend vom Antrag fest.

103 Der geschätzte Referenzpreis ist in der genehmigten Höhe sachgerecht und plausibel hergeleitet. Der Referenzpreis basiert auf dem in Anlage 5 der Festlegung BK9-19//610 (REGENT 2021) für 2023 prognostizierten Wert, abzüglich eines 20%igen Abschlags, da die neu zu schaffenden Kapazitäten als dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DKZ) angeboten werden. Den 20%igen Abschlag für DZK schöpfen ab Oktober 2021 alle Antragstellerinnen bereits für bestehende DZK-Produkte aus. Für die Beschlusskammer stellt der Referenzpreis in Höhe von 2,984 €/(kWh/h)/a die bestmögliche Schätzung dar.

3.4.3. f-Faktor

104 Der von den Antragstellerinnen im ursprünglich Projektantrag vom 23.10.2020 beantragte f-Faktor in Höhe von f = 1 wird entsprechend Tenorziffer 1.) d) in Höhe von f = 0,98 genehmigt.

105 Gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. c), 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 ist der beantragte f-Faktor zu genehmigen. Die Beschlusskammer überprüft, ob der von den Antragstellerinnen beantragte f-Faktor plausibel hergeleitet wurde. Ist dies nicht der Fall, legt die Beschlusskammer den f-Faktor gemäß Art. 23 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 abweichend vom Antrag fest.

106 Der f-Faktor in Höhe von f = 0,98 ist sachgerecht und plausibel hergeleitet. Insbesondere sind die nach Art. 23 Abs. 1 lit. a) bis d) der Verordnung (EU) 2017/459 zu berücksichtigenden Umstände angemessen abgewogen.

Bestimmung des f-Faktors

107 Der f-Faktor berücksichtigt die in Art. 23 Abs. 1 lit. a) bis d) der Verordnung (EU) 2017/459 genannten Umstände, welche im Wirtschaftlichkeits-Tool hinterlegt sind. Der f- Faktor bildet dabei den Anteil am Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse ab, der durch die Einnahmen aus der verbindlichen Buchung gedeckt sein muss. Die Höhe des f- Faktors wird als Verhältnis aus den Einnahmen, welche sich aus der verbindlichen Buchung der neu zu schaffenden Kapazität ergeben und den für das Verfahren prognostizierten Gesamteinnahmen aus der neu zu

schaffenden Kapazität (einschließlich Einnahmen aus sachgerecht hergeleiteten prognostizierten Buchungen außerhalb der verbindlichen Buchung) gebildet. Mit diesem Ansatz wird sichergestellt, dass durch die verbindlichen Buchungen derjenige Anteil des Barwertes der Erhöhung der zulässigen Erlöse abgedeckt wird, der nicht durch prognostizierte Einnahmen außerhalb der Auktion der verbindlichen Buchungen abgedeckt ist. Damit werden nicht sachgerechte Belastungen für die übrigen Netznutzer vermieden.

108 Die Beschlusskammer hält für die Ermittlung des f-Faktors den Ansatz für sachgerecht, die Einnahmen der verbindlichen Buchungen auf Basis einer vollständigen Vermarktung der im Angebotslevel enthaltenen Kapazitäten (unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20%) zu bestimmen. Der so ermittelte f-Faktor führt dazu, dass die Transportkunden, die die neu zu schaffende Kapazität nachfragen und den dafür notwendigen Netzausbau begehren, auch einen entsprechend hohen Anteil am Barwert der Erhöhung der zulässigen Erlöse tragen müssen, damit der Wirtschaftlichkeitstest erfolgreich ist. Würde man diesen Ansatz nicht wählen, wäre der ermittelte f-Faktor deutlich geringer, im Extremfall nahe Null. Die Erhöhung der zulässigen Erlöse würden nicht von den Transportkunden getragen, welche den zusätzlichen Netzausbau begehren, sondern auf die übrigen Netznutzer umgelegt. Folglich würden sämtliche Risiken, durch das nicht Eintreten der Buchungsprognosen innerhalb der zurückgehaltenen Kapazität und nach dem Zeitraum der verbindlichen Buchung von 15 Jahren von der Allgemeinheit getragen. Dies würde eindeutig dem Erwägungsgrund (11) der Verordnung (EU) 2017/459 widersprechen, dass Nutzer, die die neu zu schaffende Kapazität nachfragen, die mit ihr verbundenen Risiken tragen müssen.

Buchungsannahmen von zurückgehaltenen Kapazitäten, Reduzierung des f-Faktors

109 Die Berechnung des f-Faktors mithilfe des Wirtschaftlichkeitstools ergibt unter Berücksichtigung der beschriebenen prognostizierten Buchungen einen Wert in Höhe von 0,98.

110 Aufgrund von begründeten Buchungsannahmen von neu zu schaffenden Kapazitäten, welche zurückgehalten werden, kann sich gemäß Art. 23 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 der f-Faktor reduzieren. Die Annahme der Buchung der neu zu schaffenden Kapazität innerhalb der zurückgehaltenen Kapazitäten wird schlüssig mit dem Interesse an einer höheren Versorgungssicherheit des angrenzenden Verteilernetzes auf Schweizer Seite zu Spitzenlastzeiten begründet. Aufgrund des neu einzurichtenden GÜPs in der betroffenen Bodenseeregion ist es sachgerecht, dass die angefragte, neu zu schaffende Kapazität in Höhe von 2.000.000 kWh/h nicht nur im Rahmen des zulässigen, zu vermarktenden Angebots in Höhe von 80 % der erfolgten Ausbaukapazität (1.600.000 kWh/h) innerhalb der Auktion für die neu zu schaffende Kapazität von den Nachfragenden tatsächlich gebucht wird. Vielmehr kann im Sinne der Versorgungssicherheit des angrenzenden Verteilernetzes auf Schweizer Seite plausibel davon ausgegangen werden, dass zumindest auf Tagesbasis an kalten Tagen eines Jahres später weitere Buchungen in Tagesauktionen innerhalb des für die Jahresauktion zurückzuhaltenden Kapazitätsanteils von

400.000 kWh/h (20 % der Ausbaukapazität) stattfinden werden. Insoweit steht derzeit gerade keine Bestandskapazität zur Befriedigung der Marktnachfrage zur Verfügung.

111 Darüber hinaus haben die Antragsstellerinnen die Menge der nachträglich angesetzten Tageskapazitätsbuchungen sowohl bezogen auf die Anzahl der Tage eines Jahres, an denen weitere Buchungen prognostiziert wurden, als auch bezogen auf die Höhe dieser Nachbuchungen plausibel hergeleitet. Die Antragstellerinnen ermittelten die zusätzlichen späteren Kapazitätsbuchungen anhand einer von der Erdgas Ostschweiz AG übersandten Regressionskurve (welchen deren Transportbedarf/Abnahmebedarf darstellt) in Abhängigkeit von Tagesmitteltemperaturen. Dabei wurde eine Temperaturauswertung der letzten 20 Jahre von 1999 bis einschließlich 2019 herangezogen.

112 Diese Argumentation stimmt mit der Stellungnahme der Erdgas Ostschweiz AG vom 10.09.2020 zum „Konsultationsdokument zum in 2019 eingeleiteten Verfahren für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze zwischen der Schweiz und dem Marktgebiet Trading Hub Europe“ vom 20.07.2020 überein, welche darlegt, dass die Versorgungssicherheit derzeit nur bedingt gewährleistet werden kann (Kapazitätsreduktion in Fallentor und lediglich 95%ige Versorgung des Netzgebiets der Erdgas Ostschweiz AG durch die TENP) und daher „eine bedarfsgerechte Verstärkung“ sowie ein „bedarfsgerechter Ausbau“ nötig sei.

Keine Buchungsannahmen ab dem 16. Jahr, keine weitere Reduzierung des f-Faktors

113 Aufgrund der fehlenden Buchungsannahme scheidet eine weitere Reduktion des f-Faktors aus.

114 Gemäß Art. 23 Abs. 1 lit. c) und d) der Verordnung (EU) 2017/459 könnten prognostizierte zukünftige Buchungen ab dem 16. Jahr zu einer weiteren Verringerung des f-Faktors führen.

115 Diesbezüglich argumentiert die Erdgas Ostschweiz AG in ihrer Stellungnahme, dass bei Realisierung des Projekts ebenfalls Leitungsausbau auf der Schweizer Seite stattfinden würde, welcher über mindestens 50 Jahre eine Kapazitätsnutzung absichern bzw. ermöglichen würde. Die Antragstellerinnen weichen jedoch von den bereits im Konsultationsdokument festgesetzten 15 Jahren für die Buchung als Annahme im Wirtschaftlichkeitstest nicht ab und gehen bereits in ihrem ursprünglich eingereichten Antrag vom 07.10.2020 auf diese Stellungnahme wie folgt ein. Zum einen mangele es an langfristigen Studien bzgl. des Gasbedarfes im Netz der Erdgas Ostschweiz AG sowie in den Netzen anderer schweizerischer Netzbetreiber. Darüber hinaus seien insbesondere Aussagen zu geringen Buchungserwartungen und der Substitution des Transportes durch andere Aufspeisepunkte getätigt worden. Dies lässt aus Sicht der Antragstellerinnen eine langfristige Ausbuchung der Kapazitäten beim neu zu schaffenden Grenzübergangspunkt nicht hinreichend sicher erscheinen.

116 Die Beschlusskammer teilt die Skepsis der Antragstellerinnen hinsichtlich hinreichend sicherer weiterer Kapazitätsbuchungen jenseits der Erstauktion für die neu zu schaffenden Kapazitäten ab dem 16. Jahr. Die Erdgas Ostschweiz AG schreibt in ihrer Stellungnahme selbst, dass mit der

Realisierung des Projekts eine Reduktion des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Wallbach einhergeht. Da die Kapazitätsreduktion allerdings nicht eins zu eins von den Antragstellerinnen – im Sinne einer netzausbaumindernden Kapazitätsverlagerung – an den neu zu schaffenden Grenzübergangspunkt technisch verlagert werden kann, muss zusätzlicher Netzausbau für den neu zu schaffenden Grenzübergangspunkt initiiert werden. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass bei Realisierung des Projekts zukünftig alternative Transportwege zur Erreichung des Netzgebiets der Erdgas Ostschweiz AG zur Verfügung ständen. Diese Sichtweise teilt die Erdgas Ostschweiz AG insofern, als dass sie in der Stellungnahme selbst von anderen Transportkunden spricht, welche immer eine preiswertere – also alternativ vorliegende – Kapazität buchen würden als die teurere neu zu schaffende Kapazität. Dadurch ist maximal von einer sehr partiellen Buchung von Kapazitäten ab dem 16. Jahr an Tagen mit sehr hohem Leistungsbedarf im Netzgebiet der Erdgas Ostschweiz AG auszugehen. Bezüglich der Höhe und Häufigkeit solcher Buchungen liegen keinerlei sichere Erkenntnisse vor. Wie aus einem Schreiben der Erdgas Ostschweiz AG an die Antragstellerinnen hervorgeht sieht selbst diese sich als Netzbetreiberin nicht in der Lage eine genauere Abschätzung von (zukünftigen) Kapazitätsbuchungen von Händlern oder Lieferanten vorzunehmen. Darüber hinaus stellt sie klar, dass sie selbst ebenfalls nicht die Rolle der Buchenden für die Versorgungssicherheit der Allgemeinheit vornehmen wird.

Keine positiven externen Effekte, keine weitere Reduzierung des f-Faktors

117 Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass positive externe Effekte bestehen und sich dadurch der f-Faktor weiter reduziert.

118 Gemäß Art. 23 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/459 können positive externe Effekte durch das Projekt neu zu schaffender Kapazitäten auf dem Markt und/oder das Fernleitungsnetz zu einer zusätzlichen Absenkung des f-Faktors führen.

119 Die Erdgas Ostschweiz AG vertritt in ihrer Stellungnahme die Ansicht, dass durch das beantragte Projekt sowohl direkte als auch indirekte positive Effekte auf angrenzende Regionen wie der deutschen Bodenseeregion, Vorarlberg und Lichtenstein sowie (mittelbar) Italien entstehen, die dazu führen, dass der f-Faktor eher bei 0 als bei 1 anzusetzen wäre. Auch auf diese Aspekte gehen die Antragstellerinnen bereits in ihrem ursprünglich eingereichten Antrag vom 07.10.2020 wie folgt ein. Zum einen sehen die Antragstellerinnen keine etwaigen Vorteile für ausländische Märkte, da diese nicht Teil des Verfahrens sind. Zum anderen sollten sich die angesprochenen Kapazitätsengpässe in der deutschen Bodenseeregion bereits zum Zeitpunkt der hier neu zu schaffenden Kapazitätsbereitstellung (2028) durch Netzausbauten auf Basis des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 behoben sein. Darüber hinaus eignet sich die in diesem Projekt angefragte dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) nicht zur Befriedigung der internen Bestellungen auf deutscher Seite und somit zur Behebung der innerdeutschen Engpässe. Die Beschlusskammer teilt auch in dieser Hinsicht die Einschätzungen der Antragstellerinnen.

120 Der in Höhe von 1 beantragte f-Faktor ist in Höhe von 0,98 zu genehmigen.

121 Die Beschlusskammer stimmt der Argumentation der Antragstellerinnen basierend auf dem Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) 2017/459 zu. Hintergrund für das Durchführen eines Verfahrens nach neu zu schaffender Kapazität sei, dass die um Kapazität nachfragenden Netznutzer die mit ihrer Nachfrage verbundenen Risiken selbst tragen sollen, um zu verhindern, dass „gefangene Kunden“ dem Risiko solcher Investitionen ausgesetzt sind. Ein solches Risiko wäre beispielsweise die Erhöhung der allgemeinen Netzentgelte im Zusammenhang mit den erfolgten Investitionen, wenn ein f-Faktor eher gegen 0 als 1 angesetzt würde und vermutete zukünftige Buchungen der neu zu schaffenden Kapazität letztendlich nicht erfolgen. Von keinem Marktteilnehmer wurde im Rahmen der von den Antragstellerinnen durchgeführten Konsultation eines f-Faktors = 1 entgegnet, dass mit hinreichender Sicherheit mit zusätzlichen Buchungen außerhalb des erstmaligen 15jährigen Vermarktungszeitraumes der neu zu schaffenden Kapazität zu rechnen sei. Noch wurde angeführt, dass sonstige nach Art. 23 Abs. 1 lit. b) bis d) der Verordnung (EU) 2017/459 zu berücksichtigenden Umstände unangemessen von den Antragstellerinnen abgewogen wurden. Ausschließlich die Annahme von begründeten vereinzelten Tagesbuchungen von neu zu schaffenden Kapazitäten, welche zurückgehalten werden (gemäß Art. 23 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459), kann den f-Faktor auf 0,98 reduzieren.

3.4.4. Obligatorischer Mindestaufschlag

122 Der von den Antragstellerinnen im ursprünglichen Projektantrag vom 23.10.2020 beantragte obligatorische Mindestaufschlag in Höhe von 9,809 €/(kWh/h)/a wird entsprechend Tenorziffer 1.) e) in Höhe von 9,10 €/(kWh/h)/a genehmigt.

123 Gemäß Art. 25 Abs. 1 lit. c), 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 ist für das Angebotslevel der neu zu schaffenden Kapazität der im erstmaligen Angebot verwendete obligatorische Mindestaufschlag bzw. sein Wertebereich zu genehmigen. Die Beschlusskammer überprüft den von den Antragstellerinnen beantragten obligatorischen Mindestaufschlag lediglich auf Plausibilität. Ist dieser nicht plausibel, legt die Beschlusskammer den obligatorischen Mindestaufschlag gemäß Art. 25 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 abweichend vom Antrag fest.

124 Der obligatorische Mindestaufschlag ist in der genehmigten Höhe sachgerecht und plausibel hergeleitet. Die Berechnung des obligatorischen Mindestaufschlags kann mit Hilfe des Wirtschaftlichkeits-Tools nachvollzogen werden. In den Fällen, in denen der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer ausschließlich basierend auf dem geschätzten Referenzpreis zu gering ist, um den Wirtschaftlichkeitstest positiv zu gestalten, bedarf es eines obligatorischen Mindestaufschlags. Nur unter Hinzunahme eines obligatorischen Mindestaufschlags kann durch die Buchung sämtlicher im Angebotslevel offerierten Kapazitäten der notwendige Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer erreicht werden. Zumindest, sofern es in der Auktion des Angebotslevels nicht zu

zusätzlichen Auktionsaufschlägen auf Grund von (partiellen) Übernachfragen kommt. Ob es zu (partiellen) Übernachfragen und somit Auktionsaufschlägen kommt, kann vor der Auktion nicht gesichert festgestellt werden und insofern kann dieser Aspekt auch nicht gesichert unterstellt werden. Im vorliegenden Projektantrag besteht die Notwendigkeit der Erhebung eines obligatorischen Mindestaufschlags bei der Vermarktung der neu zu schaffenden Kapazitäten, da ansonsten der Wirtschaftlichkeitstest nicht positiv ausfallen könnte.

125 Die Reduktion des obligatorischen Mindestaufschlags resultiert aus den zwei folgenden gegenläufigen Effekten: Zum einen ergab sich eine geringe Erhöhung des obligatorischen Mindestaufschlags durch die Antragstellerinnen, da diese den ursprünglich beantragten geschätzten Referenzpreis für das DZK-Produkt nach unten auf 2,98 €/(kWh/h)/a angepasst haben. Zum anderen reduzierte sich der obligatorische Mindestaufschlag letztendlich auf 9,10 €/(kWh/h)/a, aufgrund der abweichenden, reduzierten Genehmigung der Investitions- und Treibenergiekosten und somit des Barwerts der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse durch die Beschlusskammer.

3.4.5. Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer

126 Der von den Antragstellerinnen im ursprünglich Projektantrag vom 23.10.2020 beantragte Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen in Höhe von 171.503.517 € wird entsprechend Tenorziffer 1.) f) in Höhe von 157.352.717 € genehmigt.

127 Gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. a, 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 ist der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen zu genehmigen. Die Beschlusskammer überprüft den von den Antragstellerinnen beantragten Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer lediglich auf Plausibilität. Ist dies nicht der Fall, legt die Beschlusskammer den Barwert gemäß Art. 25 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 abweichend vom Antrag fest.

128 Der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer ist in der genehmigten Höhe sachgerecht und plausibel hergeleitet. Die Berechnung des Barwerts kann mit Hilfe des Wirtschaftlichkeits-Tools nachvollzogen werden. Die Reduktion des Barwerts ergibt sich auf Grund des reduzierten f-Faktors sowie der reduzierten Genehmigung des Barwerts der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse durch die Beschlusskammer.

3.5. Verlängerung des Vermarktungszeitraum

129 Eine Verlängerung des Vermarktungszeitraums gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. e) der Verordnung (EU) 2017/459 wurde nicht beantragt.

3.6. Alternativer Zuweisungsmechanismus

130 Ein Alternativer Zuweisungsmechanismus gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. f) der Verordnung (EU) 2017/459 wurde nicht beantragt.

3.7. Festpreisansatz

131 Ein Festpreisansatz gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. g) der Verordnung (EU) 2017/459 wurde nicht beantragt.

3.8. Berücksichtigungsgebote

132 Im Rahmen der Genehmigungsentscheidung hat die Beschlusskammer von ihrem Beurteilungs- und Gestaltungsspielraum pflichtgemäß Gebrauch gemacht. Bei der Entscheidung waren auch die Stellungnahmen einzubeziehen, welche gemäß Artikel 27 Abs. 4 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 bei der Erstellung des Projektantrags durch die Antragsstellerinnen zu berücksichtigen waren. Die Bundesnetzagentur hat diese Stellungnahmen mit dem ihnen zukommenden Gewicht berücksichtigt und dabei insbesondere das übergeordnete Ziel der Regulierung, einen effizienten und bedarfsgerechten Netzausbau zu gewährleisten, beachtet.

133 Die Beschlusskammer hält den Projektantrag trotz der Einwände der Erdgas Ostschweiz AG gemäß Stellungnahme vom 10.09.2020 und des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg gemäß Stellungnahme vom 11.08.2020 für genehmigungsfähig und – jedenfalls mit Blick auf die dem hiesigen Verfahren zur Schaffung neuer Kapazitäten zugrundeliegende Marktnachfrage – für bedarfsgerecht. Der vorliegende Beschluss ermöglicht, im Falle eines positiven Wirtschaftlichkeitstests, die Schaffung eines neuen GÜP in der Bodenseeregion und der angefragten Kapazität; welche die Erdgas Ostschweiz AG zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für erforderlich hält.

134 Damit kann hier auch dahinstehen, dass die Erdgas Ostschweiz AG den NEP Gas gegenüber dem Verfahren zur Schaffung neuer Kapazitäten als effizienteres Mittel erachtet, um die Versorgungssituation und Risikovorsorge in der Ostschweiz zu verbessern. Die Bundesnetzagentur hat sich u. a. in der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2020-2030 vom 05.12.2019 (vgl. dort S. 35 ff.) mit dem Verhältnis der beiden Regime, konkret bezogen auf den Netzausbau in Südwestdeutschland und die Versorgungsituation in der Schweiz und Italien, auseinandergesetzt. Dabei hat sie ausgeführt, dass zusätzliche Kapazitäten, d. h. über die ihrer Auffassung nach von den FNB im Konsultationsdokument zum Szenariorahmen sachgerecht angesetzten Kapazitäten hinaus, in einem nachfrageinitiierten Verfahren zur Schaffung neuer Kapazitäten verbindlich festgestellt und in einem späteren NEP-Prozess Berücksichtigung finden können. Die Bundesnetzagentur erachtet die Darstellung erforderlicher Kapazitäten im Wege des marktbasierten Verfahrens zur Schaffung neuer Kapazitäten schließlich grundsätzlich als vorrangig, da infolge eines erfolgreich bestandenen Wirtschaftlichkeitstests und somit positiv abgeschlossenen Verfahrens diejenigen Netznutzer den Großteil der Kosten zur Schaffung der angefragten neuen Kapazitäten tragen, die diese gebucht haben, und nicht die Allgemeinheit der Netznutzer. Im Übrigen bleibt aus Sicht der Netzentwicklungsplanung im Regime des NEP Gas zu berücksichtigen, dass die im

Schreiben der Erdgas Ostschweiz AG vom 19. Oktober 2019 an den FNB Gas angeführten möglichen Beeinträchtigungen der Versorgungssituation und Risikovorsorge in der Ostschweiz ausweislich desselben Schreibens ihre Ursache ganz überwiegend im Netz der Schweiz haben (zur Aufspeisung südlich ab dem Kopplungspunkt „Wallbach“ und der Netztopologie in der Schweiz, vgl. Gründe zu I.).

4. Nebenentscheidungen (Tenor zu 2.)

135 Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsbehelfsbelehrung

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).

Bonn, den 19.04.2021

Vorsitzender	Beisitzerin	Beisitzer
Dr. Christian Schütte	Dr. Ulrike Schimmel	Stefan Tappe