



Beschlusskammer 9

BK9-20/005

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 Kapazität bezüglich der Grenze zwischen dem polnischen Marktgebiet Transit Gas Pipeline System (TGPS) und dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE)

gegenüber der GASCADE Gastransport GmbH, Kölnische Str. 108-112, 34119 Kassel, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin -

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 Roland Naas

am 26.04.2021 beschlossen:

- 1.) Der Projektantrag (Anlage dieses Beschlusses) für ein Projekt für neu zu schaffende Gas-transportkapazität betreffend die Grenze zwischen dem polnischen Marktgebiet Transit Gas Pipeline System (TGPS) und dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) 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 Abs. 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 Verbraucherpreisindex (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 pro Buchungsszenario in folgender Höhe festgelegt:

Buchungsszenario 5	1.779.243.278 €
Buchungsszenario 9	1.547.128.562 €
Buchungsszenario 12	1.686.903.353 €
Buchungsszenario 14	1.182.763.316 €
Buchungsszenario 15	1.349.228.740 €
Buchungsszenario 18	1.221.016.858 €
Buchungsszenario 20	1.591.183.592 €
Buchungsszenario 21	1.119.756.257 €
Buchungsszenario 23	1.501.845.110 €
Buchungsszenario 24	1.435.726.765 €
Buchungsszenario 25	1.012.583.906 €
Buchungsszenario 27	984.408.827 €
Buchungsszenario 28	1.459.006.126 €
Buchungsszenario 29	1.420.495.691 €
Buchungsszenario 30	1.410.633.492 €
Buchungsszenario 31	1.392.302.906 €

c) der f-Faktor wird pro Buchungsszenario in folgender Höhe festgelegt:

Buchungsszenario 5	0,89
Buchungsszenario 9	0,88
Buchungsszenario 12	0,89
Buchungsszenario 14	0,84
Buchungsszenario 15	0,86
Buchungsszenario 18	0,85
Buchungsszenario 20	0,88
Buchungsszenario 21	0,83
Buchungsszenario 23	0,87
Buchungsszenario 24	0,87
Buchungsszenario 25	0,81
Buchungsszenario 27	0,81
Buchungsszenario 28	0,87
Buchungsszenario 29	0,87
Buchungsszenario 30	0,87
Buchungsszenario 31	0,86

d) der obligatorische Mindestaufschlag wird pro Buchungsszenario in folgender Höhe festgelegt:

Buchungsszenario 5	6,10 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 9	4,93 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 12	5,67 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 14	2,99 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 15	3,87 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 18	3,22 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 20	5,14 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 21	2,65 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 23	4,64 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 24	4,34 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 25	2,07 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 27	1,95 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 28	4,44 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 29	4,27 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 30	4,22 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 31	4,06 €/(kWh/h)/a

e) der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer wird pro Buchungsszenario in folgender Höhe festgelegt:

Buchungsszenario 5	1.583.526.518 €
Buchungsszenario 9	1.361.473.135 €
Buchungsszenario 12	1.501.343.985 €
Buchungsszenario 14	993.521.186 €
Buchungsszenario 15	1.160.336.717 €
Buchungsszenario 18	1.037.864.330 €
Buchungsszenario 20	1.400.241.561 €
Buchungsszenario 21	929.397.694 €
Buchungsszenario 23	1.306.605.246 €
Buchungsszenario 24	1.249.082.286 €
Buchungsszenario 25	820.192.964 €
Buchungsszenario 27	797.371.150 €
Buchungsszenario 28	1.269.335.330 €
Buchungsszenario 29	1.235.831.252 €
Buchungsszenario 30	1.227.251.139 €
Buchungsszenario 31	1.197.380.500 €

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 polnisch-deutsche Grenze.
- 2 Das polnische Einspeise- und Ausspeisesystem „Transit Gas Pipeline System (TGPS)“ ist mit dem deutschen Marktgebiet GASPOOL (zukünftig: Trading Hub Europe, THE) über den Kopplungspunkt „Mallnow“ (EIC: 21Z000000000056S) verbunden, der auf der polnischen Seite von der Gaz-System S.A (im Folgenden: Gaz-System) betrieben wird.
- 3 Folgende Kapazitäten sind derzeit in Flussrichtung TGPS zu GASPOOL technisch vorhanden: Die Gaz-System kann die Gesamtsumme von 38.812.499 kWh/h Ausspeisekapazität vermarkten (bestehend aus fester, frei zuordenbarer Kapazität, FZK). Die Antragstellerin kann 17.512.000 kWh/h feste, frei zuordenbare Einspeisekapazität (FZK) und 21.300.499 kWh/h dynamisch zuordenbare Einspeisekapazität (DZK) am vorgenannten Kopplungspunkt anbieten (in Gesamtsumme, entsprechend dem Angebot der Gaz-System ebenfalls 38.812.499 kWh/h).

Fernleitungsnetzbetreiber	Kapazitätstyp (Kapazitätsprodukt; Flussrichtung)	Techn. Kap.
GASCADE (Antragstellerin)	Einspeisekapazität (FZK ; TGPS → GASPOOL)	17.512.000 kWh/h
	Einspeisekapazität (DZK ; TGPS → GASPOOL)	21.300.499 kWh/h
Gaz-System	Ausspeisekapazität (FZK ; TGPS → GASPOOL)	38.812.499 kWh/h

Tabelle 1: Derzeitige technische Kapazität

- 4 Zu beachten ist allerdings, dass der geplante Zusammenschluss der deutschen Entry-Exit-Systeme zu einem gemeinsamen deutschen Marktgebiet (THE) zum 01.10.2021 (im Folgenden: Marktgebietszusammenlegung) einen Einfluss auf die im Verfahren zur Schaffung neuer Kapazität zu berücksichtigende Bestandskapazität haben wird. Denn insoweit kann nur die von der Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur genehmigte technische Kapazität i. S. v. § 9 Abs. 4 S. 1 GasNZV (auch: Basiskapazität) hierbei berücksichtigt werden. Laut der entsprechenden Genehmigung der Beschlusskammer 7 vom 22.04.2020 (Az.: BK7-20-011) wird die Basiskapazität am Kopplungspunkt Mallnow auf deutscher Seite, wie von den Fernleitungsnetzbetreibern beantragt, eine Höhe von 10.877.000 kWh/h (feste, frei zuordenbare Einspeisekapazität) für das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2021/22 betragen. Dieser Kapazitätswert entspricht zum für das vorliegende Verfahren maßgeblichen Zeitraum der aktuellsten Kapazitätsangabe und ist aus diesem Grund für dieses Projekt zu hinterlegen.

(1) Unverbindliche Marktnachfragen

- 5 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. In ähnlicher Weise verfuhr die Gaz-System auf polnischer Seite.
- 6 Im Rahmen dieser unverbindlichen Marktnachfrage erhielt die Antragstellerin für die hier maßgebliche Marktraumgrenze folgende Nachfrage:

Ausspeisekapazität	Einspeisekapazität	Gaswirtschaftsjahr	Betrag	Kapazitätsprodukt	Zuordnungsauf- lage
TGPS	THE	2022/23 bis 2036/37	9.629.000 kWh/h	THE-Einspeisekapazität: Feste, frei zuordenbare Kapazität	(ohne)

Tabelle 2: Eingegangene Marktnachfragen

- 7 Die Gaz-System erhielt keine unverbindliche Marktnachfrage für das relevante Entry-Exit-System.
- 8 Die Anfrage an die Antragstellerin richtete sich auf die Schaffung neuer FZK, „zusätzlich zu allen bereits bestehenden buchbaren frei zuordenbaren Kapazitäten“. Laut Hinweis an die Antragstellerin sei es das Ziel der unverbindlichen Anfrage, ab dem 01.10.2022 die neu zu schaffende Kapazität als FZK anstatt DZK buchen zu können. Die am betreffenden GÜP bestehende DZK wurde vom anfragenden Unternehmen indes nicht gebucht. Insoweit sei die Anfrage nach neu zu schaffender Kapazität nicht im Sinne einer Kapazitätsaufwertung zu verstehen. Vielmehr solle die angefragte neu zu schaffende FZK zu der zum maßgeblichen Zeitpunkt vorhandenen technischen Kapazität (FZK) hinzugefügt werden.

(2) Analyse der Marktnachfragen

- 9 In dem am 21.10.2019 veröffentlichten gemeinsamen Bericht über die Marktnachfrageanalyse kündigte die Antragstellerin die Einleitung eines Projektes auf deutscher Seite an (Entry THE). Auf polnischer Seite bestehe nach gemeinsamer Analyse mit der Gaz-System keine Notwendigkeit für die Erstellung einer technischen Studie, so das Ergebnis zu diesem Zeitpunkt.

https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/MDAR_Zyklus_2019-2021/MDAR_2019_Poland_TGPS_THE_deu.pdf

Link mit Stand vom 09.03.2021

- 10 In Bezug auf den besonderen Hinweis des anfragenden Unternehmens auf das Ziel der unverbindlichen Nachfrage (s. o.) führte die Antragstellerin im gemeinsamen Marktnachfragebericht

aus, dass die Gesamtsumme der bestehenden technischen Kapazität zwischen dem Marktgebiet TGPS und (zukünftig) THE bereits ausreiche. Das Ziel der Anfrage sei es vielmehr, neue FZK zu schaffen und dafür aktuell bestehende, ungebuchte DZK durch FZK zu ersetzen. Die Analyse werde sich im Weiteren daher auf die deutsche Seite beziehen.

- 11 Die Analyse bezog sich auf den vorgenannten Grenzübergangspunkt (im Folgenden: GÜP) Mallnow und basierte auf der Flussrichtung, für welche die unverbindliche Marktnachfrage eingegangen ist. Die Untersuchung beinhaltete im Wesentlichen eine Analyse der historischen Kapazitätsnutzung zwischen den genannten Entry-Exit-Systemen sowie der technischen Kapazität und der gebuchten festen Kapazitäten. Demnach sei die Summe aus der zurückgehaltenen FZK und der nachgefragten neu zu schaffenden FZK größer als die auf deutscher Seite der Marktgebietsgrenze verfügbare FZK und es sei erforderlich, eine technische Studie für den betreffenden GÜP zu erstellen.

(3) Planungsphase und Konsultation

- 12 Zu Beginn der Planungsphase informierte die Antragstellerin die Bundesnetzagentur in verschiedenen Gesprächen und Schreiben über eine aus Ihrer Sicht erforderliche Modifikation bzw. Uminterpretation der ursprünglichen Marktnachfrage und stimmte sich mit ihr im Zeitraum zwischen Februar und Juni 2020 über das geplante weitere Vorgehen ab. Die Bundesnetzagentur informierte ihrerseits die polnische Regulierungsbehörde URE und tauschte sich mit ihr hierzu aus. Vor dem Hintergrund der Auswirkungen der Marktgebietzzusammenlegung auf die bestehenden Kapazitäten bzw. das zukünftig reduzierte Kapazitätsangebot an den GÜP (s. o.) und aufgrund der Einschätzung der Bundesnetzagentur, wonach das faktisch gewünschte Kapazitätsupgrade (auf FZK) nicht möglich ist, wenn die aufzuwertende Kapazität (DZK) nicht vorher von dem betreffenden Unternehmen gebucht wurde, habe sich laut Antragstellerin die Ausgangslage der Bewertung im Marktnachfragebericht geändert und sie werde, in Abstimmung mit der Gaz-System, einen entsprechend angepassten Projektvorschlag zur Konsultation stellen.
- 13 Nach ersten Gesprächen mit der Bundesnetzagentur ab Februar 2020, in denen die Bundesnetzagentur u. a. mit Blick auf die Nachfragegerechtigkeit des Projekts darauf hingewiesen hat, dass für eine entsprechende, vom Marktnachfragebericht abweichende Modifikation des Projekts zumindest die Meinung des anfragenden Unternehmens einzuholen sei, informierte die Antragstellerin das anfragende Unternehmen mit Schreiben vom 31.03.2020 über das beabsichtigte Vorgehen und die Hintergründe. Demnach sollte die Marktnachfrage, die nach gemeinsamer Ansicht mit der Bundesnetzagentur faktisch die Nachfrage nach einem Kapazitätsupgrade darstelle, in ein reguläres Projekt zur Schaffung neuer Kapazität (FZK) uminterpretiert werden. Das anfragende Unternehmen erklärte hierauf mit Schreiben vom 25.06.2020 an die Antragstellerin ihr Einverständnis. Die Bundesnetzagentur informierte die URE mit Schreiben vom 26.05. und 08.09.2020 über das Vorgehen.

- 14 Im Zuge der Marktanalyse und Uminterpretation der ursprünglichen Anfrage führten die Antragstellerin und die Gaz-System 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. Die Erstellung der technischen Studien bzw. des Entwurfs eines Projektvorschlags erfolgte trotz des festgestellten rein einseitigen Ausbaubedarfs (s. o.) durch beide Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) gemeinsam, damit das Angebotslevel für neu zu schaffende Kapazität als gebündelte Kapazität erfolgen könne.

https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/zyklus_2019_2021/konsultation/Polen_TGPS_-_THE/Konsultationsdokument_Mallnow_de_2.pdf

Link mit Stand vom 09.03.2021

- 15 In dem Entwurf wurden Ausbaumaßnahmen empfohlen, denen im Sinne der vorbeschriebenen Projektanpassung eine Betrachtung von 16.951.000 kWh/h am deutschen Einspeisepunkt zum zukünftigen Marktgebiet THE zugrunde lag. Während sich die Anfrage auf den Zeitraum zwischen den Gaswirtschaftsjahren (GWJ) 2022/23 bis einschließlich 2036/37 bezogen hatte, sei die Bereitstellung der betreffenden Kapazität erst ab dem GWJ 2027/28 möglich, da die Realisierung der neu zu schaffenden Kapazität einen umfangreichen Ausbaubedarf erfordere.
- 16 Für die polnische Seite werde sich das Angebotslevel für den Zeitraum zwischen dem GWJ 2026/27 und GWJ 2041/42, unter Berücksichtigung der Reservierungsquote, auf 31.049.999 kWh/h belaufen (Konsultationsdokument, Tabelle 2). Auf der deutschen Seite ergebe sich folgendes, zeitlich um ein GWJ versetztes Angebotslevel (s. Anlage II zum Konsultationsdokument):

Angebotslevel				
Von	Bis	Angebot von Bestandskapazität (FZK) unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20%	Neu zu schaffende Kapazität (FZK), unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20%	Aggregiertes Angebotslevel
GWJ 2027/28	GWJ 2041/42	8.701.600 kWh/h	13.560.800 kWh/h	22.262.400 kWh/h

Tabelle 3: Angebotslevel gemäß konsultiertem Projektvorschlag vom 10.08.2020

- 17 Im Incremental Capacity-Zyklus 2019-21 wurden an mehreren Marktgebietsgrenzen neu zu schaffende Kapazitäten nachgefragt. Dabei sind für einige Nachfragen an anderen Marktgebietsgrenzen Engpässe an derselben Stelle im Netz zu beheben, wie für die Darstellung der hiesigen Nachfrage an der polnisch-deutschen Marktgebietsgrenze (vgl. Anlage 1 zum Konsultationsdokument). Daher betrachteten die Antragstellerin und die weiteren FNB in den technischen Studien des Zyklus 2019-21 für neu zu schaffende Kapazität insgesamt 63 Szenarien, denen jeweils eine andere Kombination unverbindlich angefragter Kapazitäten für weitere Marktgebietsgrenzen zugrunde liegt. Den Ausbaumaßnahmen liegt gemäß den Angaben der FNB die Prämisse zugrunde, dass

alle im jeweiligen Szenario unverbindlich angefragten Kapazitäten gebucht würden und der Wirtschaftlichkeitstest stets erfolgreich durchgeführt werde. Im Konsultationsdokument werden nur die Ausbaumaßnahmen des sog. Maximalszenarios beschrieben, die bei Darstellung sämtlicher, oben aufgeführter Nachfragen an den gleichen Stellen im Netz erforderlich werden. Die Basis der aufgeführten Ausbaumaßnahmen sei grundsätzlich die im Entwurfsdokument für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 enthaltene Infrastruktur inklusive der Netzausbaumaßnahmen, die aus der Modellierungsvariante mit der Bezeichnung „Basisvariante“ resultiere. Bei den Investitionskosten handele es sich um initiale Schätzungen. Zusätzlich zu den Kosten der Investitionen fielen Betriebskosten für Treibgas an, welche notwendig seien, um die Verdichter zu betreiben. Die jährlichen Treibgaskosten werden für das Maximalszenario angegeben. In diesen Kosten sind neben dem Preis der Commodity auch die Erdgassteuer sowie die CO₂-Kosten enthalten. Eine detaillierte Kostenaufschlüsselung bezüglich der Investitions- oder Treibgaskosten fand im Rahmen des Konsultationsdokuments nicht statt.

- 18 Im Konsultationsdokument sind für die Darstellung sämtlicher Kapazitätsnachfragen (Maximalszenario) insbesondere verschiedene Ausbaumaßnahmen auf der Ferngasleitung EUGAL sowie auf den Ferngasleitungen NEL und MIDAL vorgesehen, die sich in Summe auf ca. 3,19 Mrd. € belaufen. Einige weitere Ausbaumaßnahmen sind bereits im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 (veröffentlicht am 01.07.2020, im Weiteren: NEP) enthalten und werden somit für den Ausbau der neu zu schaffenden Kapazitäten kostenmäßig nicht berücksichtigt. Im Konsultationsdokument wurden lediglich die zusätzlichen Investitionen dargestellt. Die jährlichen Kosten für Treibgas im Leitungsabschnitt auf der Ferngasleitung NEL lägen bei ca. 19,6 Mio. €, die im Leitungsabschnitt auf der Ferngasleitung MIDAL bei ca. 33 Mio. €.
- 19 Aufgrund des Zusammenhangs der Ausbaumaßnahmen und der Abhängigkeit vom Erfolg weiterer Projekte zur Schaffung neuer Kapazität an anderen Marktgebietsgrenzen (vgl. Anlage 1 zum Konsultationsdokument), sei es erst nach der Jahresauktion im Juli 2021 möglich, die tatsächlichen Kosten den verbindlichen Buchungen gegenüberzustellen.
- 20 Im Rahmen der Konsultation nahm die Gaz-System zu dem Projektentwurf mit Schreiben vom 09.10.2020 Stellung. Hierin bezog sie sich auf das Projekt auf deutscher Seite der Marktgebietsgrenze und äußerte Bedenken bezüglich der Auswirkungen der Marktgebietszusammenlegung in Deutschland auf die Ferngasleitung YAMAL, die u. a. durch Polen verläuft, von der Gaz-System mit betrieben wird und über den vorgenannten Kopplungspunkt mit dem deutschen Fernleitungsnetz verbunden ist.

https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/zyklus_2019_2021/Genehmigung_Ver%C3%B6ffentlichung/Polen_TGPS_-_THE/GAZ-System_Letter_reg_INC_project_at_Malnow_IP_GAZ-SYSTEM_10-09-2020.pdf

Link mit Stand vom 09.03.2021

- 21 Ihre Bedenken konkretisierte sie dabei in mehreren Fragen, etwa danach, weshalb nicht wie ursprünglich angefragt, ein Kapazitätsupgrade von DZK zu FZK ausreiche, sondern ab dem Jahr 2027 neu zu schaffende FZK angeboten werden solle.
- 22 Im Nachgang der Konsultation kritisierte die Gazprom export LLC (im Weiteren: GPE) in ihrer Stellungnahme vom 13.10.2020, welche sowohl die Projektvorschläge an der deutschen Grenze zum Marktgebiet russische Föderation bzw. den Niederlanden, die Projektvorschläge an den Netzkopplungspunkten Greifswald und Lubmin II sowie den Projektvorschlag an der Grenze zwischen Polen und Deutschland betrifft, u. a. auch den hiesigen Projektvorschlag. GPE äußerte ihre Bedenken hinsichtlich der Höhe des obligatorischen Mindestaufschlags, der zu einer Quersubventionierung der Projekte führen könne. Darüber hinaus erwartete GPE mehr als ein Angebotslevel für die vorgeschlagenen Projekte, um die Wirtschaftlichkeitsprüfung der einzelnen Projekte bestehen zu können. Weiterhin erhoffte sich GPE eine Feinabstimmung durch die jeweiligen Behörden bezüglich der Preisgestaltungsmethoden, um einen vorhersehbaren und verlässlichen Gasfernleitungsmarkt zu erhalten.

https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/zyklus_2019_2021/Genehmigung_Ver%C3%B6ffentlichung/THE-RU/Comments.zip
(Abrufbar unter „Veröffentlichung Marktraumgrenze Russische Föderation –THE – Stellungnahmen)
Link mit Stand vom 17.12.2020

(4) Endgültiger Projektantrag

- 23 Mit Schreiben vom 28.10.2020 hat die Antragstellerin der Beschlusskammer ihren Projektantrag zur Genehmigung vorgelegt; dieser ersetzte einen Projektantrag, der irrtümlich am Vortag (27.10.2020) eingereicht wurde.
- 24 Gegenüber dem im Sommer 2020 konsultierten Entwurf enthält der vorgelegte Projektantrag einige Abweichungen. Die von der Antragstellerin in den technischen Studien für neu zu schaffende Kapazität insgesamt betrachteten Szenarien reduzierten sich auf 47. Da die Kapazitäten für die Marktraumgrenze THE-Polen (GCP) auf andere Art und Weise dargestellt werden können, fielen die Kombinationen unverbindlich angefragter Kapazitäten mit dieser Marktgebietsgrenze weg. Die Kosten der geplanten Maßnahme auf der Ferngasleitung NEL reduzieren sich gegenüber dem Konsultationsdokument leicht, ebenso wie die geschätzten Kosten für die geplanten Maßnahmen auf der Ferngasleitung MIDAL; in Summe betragen die angenommenen Kosten nunmehr ca. 2,86 Mrd. Euro. Vor dem Hintergrund der zwischenzeitlich erfolgten Festlegung REGENT der Bundesnetzagentur vom 11.09.2020 setzte die Antragstellerin für den Wirtschaftlichkeitstest nunmehr einen Referenzpreis in Höhe von 3,73 €/kWh/h/Jahr an.
- 25 Ein korrespondierender Antrag der Gaz-System ging bei der polnischen Regulierungsbehörde URE am 28.10.2020 ein.

26 Der hiesige Projektantrag enthält insbesondere die folgenden Informationen:

1. Eine Aufstellung des geplanten Angebots gebündelter Jahreskapazitätsprodukte für den Kopplungspunkt „Mallnow“ (in Anlage II zum Projektantrag):

Anzubietende Produkte	Angebotslevel
	neue Kapazität unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20% (FZK Gaz-System mit FZK GASCADE)
GWJ 2027/28 bis GWJ 2041/42	13.560.800 kWh/h

Tabelle 4: Abgestimmte Angebotslevel IP Mallnow

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: die **Barwerte der geschätzten Erhöhungen der zulässigen Erlöse oder der Zielerlöse** des Fernleitungsbetreibers in Verbindung mit der im Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität. Aus der Tabelle als Anlage 4 zum Projektantrag ergeben sich pro denkbare Buchungsszenario unterschiedliche Barwerte in Verbindung mit der im Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität zwischen 822.397.299 € und 1.617.661.278 €.
 - b. im Sinne des Art. 25 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: den **geschätzten 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: die **f-Faktoren** je nach denkbaren Buchungsszenario in Höhe von 0,51 bis 0,74 (s. Anlage 4 zum Projektantrag).
 - d. im Sinne des Art. 22 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: die **obligatorischen Mindestaufschläge** je nach denkbaren Buchungsszenario zwischen 0,00 €/(kWh/h)/a und 4,08 €/(kWh/h)/a (s. Anlage 4 zum Projektantrag).
 - e. im Sinne des Art. 22 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: die **Barwerte der für die Berechnung unterstellten Zusagen der Netznutzer** für den Abschluss von Kapazitätsverträgen. Aus den als Anlagen zum Projektantrag beigefügten Berechnungstools ergeben sich die Barwerte in Verbindung mit der im Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität je nach denkbaren Buchungsszenario zwischen 419.422.623 € und 1.197.069.346 €.
- 27 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

- 28 Die Beschlusskammer hat den Projektantrag vom 28.10.2020 zunächst auf Vollständigkeit geprüft. Auf Grundlage verschiedener Gespräche mit der Antragstellerin und Nachforderungen der Beschlusskammer im Zeitraum zwischen Oktober 2020 und März 2021 ergänzte oder konkretisierte die Antragstellerin einzelne der zugrunde gelegten Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung sowie die Annahmen bezüglich der unterschiedlichen Buchungsszenarios und die Ergänzenden Geschäftsbedingungen (EGB). In der Folge haben die Antragstellerin und andere FNB Veränderungen beim hiesigen Vorhaben sowie bei weiteren Projekten zur Schaffung neuer Kapazität, welche mit dem hiesigen Vorhaben in Zusammenhang stehen, vorgenommen:
- 29 Nach Auffassung der Beschlusskammer waren insbesondere bei den Parametern des Wirtschaftlichkeitstests ergänzende Erläuterungen und Korrekturen durch die Antragstellerin erforderlich, was insbesondere die zugrundeliegenden Annahmen bei den Investitionskosten, der Treibenergie und den Buchungsannahmen betraf, ebenso wie die ermittelten Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse sowie der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen und den entsprechend errechneten f-Faktoren bzw. die obligatorischen Mindestaufschläge.
- 30 Die Beschlusskammer informierte die Antragstellerin bereits in einem gemeinsamen Gespräch mit weiteren FNB am 28.10.2020 über erforderliche Klarstellungen bei der Thematik Treibenergie, 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. In der Folge fanden verschiedene Gespräche und der Austausch weiterer, aktualisierter Daten zum Wirtschaftlichkeitstest statt, wobei u. a. die Höhe der von der Antragstellerin (und den FNB allgemein) in Ansatz gebrachten Investitionskosten von der Beschlusskammer hinterfragt wurde. Nach Meinung der Beschlusskammer fehlte es hier u. a. an einer nachvollziehbaren Begründung von Abweichungen gegenüber den NEP-Standardkostensätzen.
- 31 Darüber hinaus forderte die Beschlusskammer die Antragstellerin mit Schreiben vom 20.01.2021 auf, weitere Erläuterungen und Begründungen zu den von der Antragstellerin beim f-Faktor in Ansatz gebrachten Buchungsannahmen einzureichen.
- 32 Die Beschlusskammer nahm die festgestellten und fortbestehenden Mängel in den Antragsunterlagen im hiesigen Verfahren und in weiteren, parallel laufenden Verfahren zur Schaffung neuer Kapazität, mit denen das hiesige Verfahren in engem Zusammenhang steht (vgl. oben, Abschnitt I. (3) *Planungsphase und Konsultation*), zum Anlass, um in einem weiteren gemeinsamen Termin mit der Antragstellerin und anderen betroffenen FNB am 27.01.2021 den Sachstand der Nacharbeiten und die noch zu leistenden Korrekturen bzw. Erläuterungen zu ermitteln bzw. einzufordern. Dabei fanden die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Projekten zur Schaffung

neuer Kapazität, insbesondere auch der sich zu diesem Zeitpunkt bereits abzeichnende Wegfall des Projektes an der deutsch-niederländischen Grenze Berücksichtigung.

- 33 Mit Schreiben vom 03.02.2021 lieferte die Antragstellerin die angeforderten zusätzlichen Erläuterungen bzw. Begründungen zu ihren Buchungsannahmen innerhalb der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Projektes nach. Darüber hinaus übersandte die Antragstellerin mit Schreiben vom 11.02.2021 weitere Informationen hinsichtlich der Bestimmung der Investitionskosten und der Treibenergiekosten.
- 34 Im Nachgang hierzu legte die Antragstellerin, auf Basis der von der Beschlusskammer ermittelten und auf die jeweiligen Projekte verteilten Investitionskosten, mit Schreiben vom 04.03.2021 eine Überarbeitung der Anlagen 1 und 4 zum Projektantrag vor (Szenariomatrix und Parameter für den Wirtschaftlichkeitstest), ebenso wie, mit weiterem Schreiben vom selben Tag, neue tabellarische Darstellungen zur Durchführung der Wirtschaftlichkeitstests (sog. Wirtschaftlichkeits-Tools); letztere jeweils bezogen auf die einzelnen der nunmehr verbleibenden 16 Szenarien mit Bedeutung für das hiesige Projekt. Aus diesen, zuletzt vorgelegten Unterlagen ergaben sich insbesondere neue Angaben zu den Barwerten der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse, den Barwerten der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen, den f-Faktoren sowie den obligatorischen Mindestaufschlägen. Mit Schreiben vom 05.03.2021 legte die Antragstellerin schließlich letztmalig eine neue tabellarische Übersicht zur Treibenergiekostenberechnung vor, bezogen auf die unterschiedlichen Buchungsszenarien und bestimmte Netzbereiche bzw. Anlagen (Verdichterstationen, VDS), sowie Angaben zu den Investitionskosten konkret bezogen auf die beabsichtigte Erweiterung der VDS „Radeland II“.
- 35 Im Anschluss an ein erneutes Gespräch mit der Antragstellerin und weiteren FNB am 09.03.2021 reichte die Antragstellerin mit Schreiben vom 16.03.2021 die noch fehlende Anlage zu den Ergänzenden Geschäftsbedingungen (EGB) nach, aus der sich die Bestimmung der Entgelthöchstgrenze zur Ausübung des Sonderkündigungsrechts ergibt.
- 36 Die Beschlusskammer erklärte den Projektantrag gegenüber der Antragstellerin mit Schreiben vom 22.03.2021 für vollständig. Am 24.03.2021 fand ein Gespräch zwischen der Beschlusskammer und der Antragstellerin sowie weiteren FNB statt, das im Schwerpunkt der Vorbereitung der förmlichen Anhörung diente.

(6) Abstimmung und Beteiligung

- 37 Während des gesamten Verfahrens haben sich die Bundesnetzagentur und die URE ausgetauscht und abgestimmt. Im Vorfeld der Antragseinreichung lag der Schwerpunkt dabei insbesondere auf der Umdeutung der ursprünglichen Marktnachfrage durch die Antragstellerin (s. o.) und deren Bedeutung für den Verfahrensgegenstand und -fortgang.

- 38 Die Beschlusskammer hat die Landesregulierungsbehörde Hessen, in deren Gebiet die Antragstellerin ihren Sitz hat, mit Schreiben vom 25.11.2020 über das Verfahren informiert.
- 39 Mit Schreiben vom 19.03.2021 teilte die Bundesnetzagentur der URE mit, dass sie am 16.03.2021 einen vollständigen Projektantrag von der Antragstellerin erhalten habe. Mit Schreiben vom 25.03.2021 teilte die URE wiederum der Bundesnetzagentur mit, dass bei ihr am 22.03.2021 ein vollständiger Antrag eingegangen ist.
- 40 Am 26.03.2021 übermittelte die URE der Bundesnetzagentur ein Schreiben, in dem sie die wesentlichen Genehmigungsinhalte ihrer Entscheidung sowie eine tabellarische Darstellung des abzustimmenden Angebotslevels zur gebündelten Vermarktung der neu zu schaffenden Kapazitäten zusammengefasst hat. Die Bundesnetzagentur verfuhr ebenso und übermittelte der URE am 30.03.2021 ein Schreiben mit korrespondierendem Inhalt.
- 41 Die Beschlusskammer hat der Antragstellerin mit Schreiben vom 29.03.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Darüber hinaus hat die Beschlusskammer der Landesregulierungsbehörde Hessen und dem Bundeskartellamt ebenfalls am 29.03.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 42 Das Bundeskartellamt hat mit Schreiben vom 08.04.2021 von einer Stellungnahme abgesehen. Die Landesregulierungsbehörde Hessen hat von der Möglichkeit der Stellungnahme keinen Gebrauch gemacht.
- 43 Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 15.04.2021 Stellung genommen und kritisiert die von der Beschlusskammer abweichend zum Antrag vorgenommene Umverteilung der Treibenergiekosten mit dem Effekt, dass dem hiesigen Projekt – und weiteren mit dem hiesigen Projekt in Verbindung stehenden Projekten für neu zu schaffende Kapazität – zusätzliche Kosten zugeordnet wurden, während diese Treibenergiekosten in dem ebenfalls hiermit in Verbindung stehenden Projekt an der dänisch-deutschen Grenze (BK9-20/004) gekürzt wurden (vgl. dazu unter II. 3.4.2.2 „Treibenergiekosten“). Der Weitertransport auf der Leitung MIDAL bis zum Übergabepunkt Herchenrode erfordere nach Ansicht der Antragstellerin auch für Transporte, welche aus dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze resultieren, zusätzlichen Verdichtereinsatz. Darüber hinaus bemängelt die Antragstellerin, dass die durch die Beschlusskammer abgeänderte Formulierung des § 3 Nr. 3 S. 1 der Ergänzenden Geschäftsbedingungen teilweise nicht spezifisch genug sei (vgl. dazu unter II. 3.2 „Ergänzende Geschäftsbedingungen“). Aus Sicht der Antragstellerin solle in den Ergänzenden Geschäftsbedingungen für die Auktion der neu zu schaffenden Kapazität die von den Fernleitungsnetzbetreibern beantragte Regelung zur Bestimmung der Entgelthöchstgrenze festgelegt werden, welche nur das nach den regulatorischen Vorgaben gebildete Kapazitätsentgelt ohne den obligatorischen Mindestaufschlag und möglichen Auktionsaufschlag inflationiere. Ferner kritisiert die Antragstellerin die durch die Beschlusskammer angepassten Buchungsannahmen in Bezug auf die zukünftige Vermarktung nach der initialen Auktion, welche zur Erhöhung

des f-Faktors bzw. der Erhöhung des Barwerts der verbindlichen Zusagen der Netznutzer führe (vgl. dazu im Folgenden II. 3.4.4 „f-Faktor“). Sie wendet sich gegen die Reduzierung der Buchungsprognosen ab dem Jahr 2042, und trägt zunächst vor, dass Methan in nicht unerheblichem Maß in Industrieprozessen genutzt werde und daher eine Wahrscheinlichkeit für seinen Transport über das Jahr 2050 hinaus bestehe. Zudem sei die Einkürzung der Buchungsprognose mit Blick auf die heute noch nicht absehbaren, europäischen Vorgaben zur Regulierung in Bezug auf Wasserstoff nur bedingt nachvollziehbar, denn eine zukünftige, gemeinsame Regulierung von Erdgas und Wasserstoff sei nicht unwahrscheinlich. Damit seien auch Buchungsannahmen über das Jahr 2050 angebracht. Für den Fall des Ausbleibens einer gemeinsamen Regulierung wäre die Überführung des Kopplungspunktes und damit einhergehend der auszubauenden Erdgasinfrastruktur in die Wasserstoffinfrastruktur wahrscheinlich. Dies habe zur Folge, dass die verbleibenden Anschaffungs- und Herstellungskosten nicht von den Erdgasnutzern zu tragen seien. Die derzeitige Ungleichbehandlung zwischen Kosten, die bis zum Ende der Abschreibungsdauer 2072 berücksichtigt werden, und der Erlöse, die 2050 abgeschnitten werden, sei nicht gerechtfertigt.

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

II.

- 45 Der Projektantrag der Antragstellerin 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

- 46 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. Nach § 56 EnWG wird die Bundesnetzagentur beim Vollzug dieser europäischen Verordnungen tätig. Gemäß Art. 28 Abs. 1 und 2 sowie Art. 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

- 47 Die formellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor.

2.1. Zuständigkeit

- 48 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

- 49 Der Antrag ist formgerecht gestellt worden. Im Projektantrag 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

- 50 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 des Antrags am 28.10.2020 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

- 51 Vor dem Erlass der Entscheidung ist der Antragstellerin gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i. V. m. § 67 Abs. 1 EnWG im Zeitraum vom 29.03.2021 bis 15.04.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

2.5. Abstimmung mit der polnischen Regulierungsbehörde

- 52 Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 hat die Bundesnetzagentur sich vor und während des Verfahrens mit der polnischen Regulierungsbehörde (URE) ausgetauscht und die vorliegende Genehmigungsentscheidung mit ihr abgestimmt.
- 53 Gemäß der gegenseitigen Vollständigkeitsmitteilung (vgl. Gründe zu I. (6) *Abstimmung und Beteiligung*) der beiden Regulierungsbehörden lag bei beiden Behörden am 22.03.2021 ein vollständiger Projektantrag vor; damit begann zu diesem Zeitpunkt die Sechsmonatsfrist zur Veröffentlichung des abgestimmten Beschlusses gemäß Art. 28 Abs. 2 Satz 1 der Verordnung (EU) 2017/459.
- 54 Die Beschlusskammer und die URE erörterten die gemeinsame Vorgehensweise bei der erforderlichen Abstimmung über die wesentlichen Antragsinhalte im Sinne des Art. 28 Abs. 2 Satz 4 der Verordnung (EU) 2017/459 unter anderem in einem Gespräch am 03.03.2021 und einigten sich im Nachgang darüber, die Abstimmung im Wege des Austauschs förmlicher Schreiben zu erreichen. Zu diesem Zweck übersandten sich die URE und die Beschlusskammer im Vorfeld wechselseitig tabellarische Darstellungen des abzustimmenden Angebotslevels im hiesigen Verfahren. Um die förmliche Abstimmung einzuleiten übermittelte die URE am 26.03.2021 der Bundesnetzagentur ein Schreiben, in dem sie die wesentlichen Genehmigungsinhalte ihrer Entscheidung sowie eine tabellarische Darstellung des abzustimmenden Angebotslevels zur gebündelten Vermarktung der neu zu schaffenden Kapazitäten zusammengefasst hat. Die Bundesnetzagentur verfuhr ebenso und übermittelte der URE am 30.03.2021 ein Schreiben mit korrespondierendem Inhalt.

2.6. Beteiligung weiterer Behörden

- 55 Die Bundesnetzagentur hat weitere Behörden in dem gesetzlich vorgegebenen Umfang beteiligt.
- 56 Gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i. V. m. 55 Abs. 1, 58 Abs. 1 S. 2 EnWG sind das Bundeskartellamt sowie die Regulierungskammer des Landes Hessen, in deren Gebiet die Antragstellerin ihren Sitz hat, über die Einleitung des Verfahrens informiert und ihnen Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

3. Materielle Genehmigungsvoraussetzungen

- 57 Der Projektantrag konnte gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 mit den in Tenorziffer 1.) a) bis e) festgelegten Änderungen genehmigt werden. Die materiellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor.
- 58 Die Entscheidung erfolgt unter 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 Zuweisungsmechanismus 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**).
- 59 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

- 60 Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 konnte der Projektantrag hinsichtlich des enthaltenen Angebotslevels 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.

61 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. In diesem Fall wurde nur ein Angebotslevel erstellt. 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 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 ist die Auktion dieses Angebotslevels rechtlich unverbindlich, das heißt Kapazitätszuweisung und entsprechender Netzausbau haben zu unterbleiben, Art. 22 Abs. 3 S. 3 der Verordnung (EU) 2017/459. Diesen Anforderungen wird das vorgelegte Angebotslevel gerecht.

3.1.1. Angebotslevel: Ermittlung der anzubietenden gebündelten Kapazitätsprodukte

62 Das vorgelegte Angebotslevel entspricht den rechtlichen Anforderungen. Die Antragstellerin hat zusammen mit der Gaz-System die nach Art. 29 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 anzubietenden gebündelten Kapazitätsprodukte ermittelt. Dem Angebotslevel liegen die Vorgaben des Art. 11 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/459 zugrunde. Danach gilt grundsätzlich:

$$[\text{Anzubietende Kapazität}] = A - B - C + D + E - F$$

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. |

63 Der Projektantrag sieht ein einziges Angebotslevel und damit eine einzige Ausbauvariante vor. Hiernach entspricht auf deutscher Einspeiseseite die Summe der bestehenden technischen FZK 10.877.000 kWh/h („A“) und der neu zu schaffenden FZK 16.951.000 kWh/h („E“) der gesamten

angefragten FZK-Einspeisekapazität von 27.828.000 kWh/h. Vorhandene technische DZK-Einspeisekapazität bleibt dabei unberücksichtigt. Auf polnischer Seite ist in ausreichender Höhe korrespondierende feste, ungebuchte Ausspeisekapazität vorhanden, die eine gebündelte Vermarktung erlauben.

- 64 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 Gaswirtschaftsjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gaswirtschaftsjahres 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 2027/28 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 zurückzuhaltenden Anteil von zwanzig Prozent.
- 65 Aufgrund des Bündelungsgebots, aber auch aufgrund des deutlich höheren Betrags korrespondierender verfügbarer fester Ausspeisekapazitäten auf der polnischen Seite wirkt der für die deutsche Seite zurückgehaltene Anteil limitierend für das Angebot gebündelter Jahreskapazitätsprodukte („B“ und „F“ im Sinne des Art. 11 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/459).

	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
	technische Kapazität	zurückgehaltene Kapazität	vermark- tete Ka- pazität	zusätzli- che Ka- pazität	neu zu schaffende Kapa- zität	zurückgehaltene neu zu schaf- fende Kapazität
GWJ 27/28	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 28/29	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 29/30	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 30/31	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 31/32	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 32/33	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 33/34	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 34/35	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 35/36	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 36/37	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 37/38	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 38/39	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 39/40	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 40/41	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h
GWJ 41/42	10.877.000 kWh/h	2.175.400 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	16.951.000 kWh/h	3.390.200 kWh/h

Tabelle 5: Ermittlung der Angebotslevel auf der deutschen Einspeiseseite

- 66 Dieses abgestimmte Angebotslevel in Höhe von 22.262.400 kWh/h (Bestandskapazitätsangebot inklusive neu zu schaffender Kapazität abzüglich zurückzuhaltender Kapazität) 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. Die Inbetriebnahme ist im Zeitplan des Projektantrags mit Wirkung zum Gaswirtschaftsjahr 2027/28 vorgesehen. Folglich dürfen die gebündelten Kapazitätsprodukte bis einschließlich des Gaswirtschaftsjahres 2041/42 angeboten werden.

3.1.2. Angebotslevel - Widerspiegeln der Marktnachfrage

- 67 Das Angebotslevel spiegelt die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität wider.
- 68 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.
- 69 Die in **Tabelle 5** aufgeführten Kapazitätsbeträge erfüllen diese Anforderungen, die Marktnachfrage wird so weit widerspiegelt, wie es hier rechtlich geboten ist. Die unverbindliche Nachfrage,

dargestellt in **Tabelle 2**, könnte der Höhe nach vollständig bedient werden. Die Antragstellerin hat zudem dargelegt, dass ihr aufgrund des umfangreichen Ausbaubedarfs die Bereitstellung nicht schon zum angefragten Gaswirtschaftsjahr 2022/23 möglich ist, sondern erst zum Gaswirtschaftsjahr 2027/28.

- 70 Auch unter Berücksichtigung der Stellungnahme der GPE vom 13.10.2020 bestehen weder Bedenken gegen eine Genehmigung noch sind konkrete Änderungserfordernisse greifbar. Die GPE kritisiert, dass die Antragstellerin hier – wie auch in weiteren Projekten, die die Netzkopplungspunkte Greifswald und Lubmin II sowie die Marktgebietsgrenze TTF-THE betreffen – nur ein Angebotslevel erstellt haben und dass deshalb keine Möglichkeit besteht, auf Veränderungen oder neue Erkenntnisse im Laufe des Incremental Capacity-Zyklus 2019/2021 zu reagieren. Es sei anzuzweifeln, ob die tatsächliche Nachfrage so gedeckt werden könne.
- 71 Diese Kritik greift letztlich nicht durch. Fernleitungsnetzbetreiber haben nach Art. 28 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/459 die Pflicht, einen der voraussichtlichen Marktnachfrage entsprechenden Netzausbau zu projektieren. Ein Angebotslevel sollte, sofern dies technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll umsetzbar ist, der angenommenen Bedarfshöhe vollständig entsprechen. Dies ist hier der Fall. Daneben kann es Anlass für weitere Angebotslevel geben: Etwa wenn besonders günstige technische Alternativen für höhere oder niedrigere Angebotslevel sich aufdrängen. Beruht die voraussichtliche Marktnachfrage auf einer Mehrzahl von Netznutzern, können weitere Angebotslevel für den Fall sinnvoll sein, dass nur ein Teil dieser Netznutzer letztlich eine verbindliche Zusage abgibt. Im hier zu entscheidenden Fall beruhte die voraussichtliche Marktnachfrage jedoch allein auf einen Nachfragenden und lautete auf spezifische Kapazitätsbeträge. Es gab keine Hinweise – weder in der ursprünglichen Nachfrage noch in den Stellungnahmen –, dass ausdifferenzierte Buchungshöhen in Betracht kommen. Demnach bestand für die Antragstellerin kein hinreichend konkreter Anlass, weitere Angebotslevel für etwaige Buchungshöhen zu entwerfen. Die Antragstellerin hat für verschiedene Nachfragen im Incremental Capacity-Zyklus 2019/2021 eine Matrix entworfen, die sämtliche Projektkombinationen abdeckt. Eine weitere Untergliederung jedes Projektes in unterschiedliche Angebotslevels hätte die Komplexität weiter (exponentiell) erhöht und zu noch mehr Szenarien geführt. Die GPE hat allerdings selbst in ihrer Stellungnahme bemängelt, dass die zu diesem Zeitpunkt konsultierten 60 Szenarien zu komplex und kaum zu analysieren seien.

3.2. Ergänzende Geschäftsbedingungen

- 72 Die Genehmigung konnte gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 unter Berücksichtigung der Änderung gemäß Tenorziffer 1.) a) 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.

- 73 Gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 hat die Antragstellerin als Teil des Projektantrags 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 [...]*“.
- 74 Maßstab ist grundsätzlich die Angemessenheit und Diskriminierungsfreiheit der Bedingungen des Netzzugangs, vgl. § 21 Abs. 1 EnWG. Spezifische Maßstäbe der Angemessenheit sind dem Erwägungsgrund 11 und den Artt. 19, 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zu entnehmen. Danach sind die Interessen der Antragstellerin, die Interessen der den Netzausbau nachfragenden Netznutzer und schließlich die Interessen der Gesamtheit der Netznutzer und „gefangenen“ Kunden in Ausgleich zu bringen.
- 75 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 wäre das Projekt 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* (KoV).
- 76 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).
- 77 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.

- 78 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.
- 79 Gemäß § 25 Nr. 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.
- 80 Nach der durch die Antragstellerin 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.
- 81 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.
- 82 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 Verbraucherpreisindex des Leistungszeitraums zu dem VPI des Jahres 2022. Dieser Ansatz wird auch nicht durch die Stellungnahmen der Antragstellerin vom 15.04.2021 erschüttert. Die Gefahr einer geringeren Akzeptanz der Regelungen zum Sonderkündigungsrecht möge zwar bestehen, allerdings führt diese mögliche Gefahr

aus Sicht der Beschlusskammer in der Folge eher dazu, dass Transportkunden möglicherweise unter diesen Umständen auf eine Buchung innerhalb der Auktion der neu zu schaffenden Kapazitäten verzichten, da die EGB und die Regelungen zum Sonderkündigungsrecht vorab veröffentlicht werden. Die Beschlusskammer hält in der Abwägung die getroffene Formulierung weiterhin für sachgerecht, da sie die Interessen Dritter (der Allgemeinheit) bei den besonderen Bedingungen der Projekte für neu zu schaffender Kapazitäten besser schützt, indem sie durch die getroffene Regelung die Kündigungsmöglichkeit und somit die Zahlungsbefreiung (regulatorisches Entgelt inklusive regulatorisch festgelegten obligatorischen Mindestaufschlag) nicht vorzeitig eintreten lässt. Die Anregung der Antragstellerin, eine klarere Formulierung des § 3 Nr. 3 S. 1 EGB zu treffen, wurde hingegen von der Beschlusskammer aufgegriffen. Die festgelegte Formulierung stellt nicht mehr auf die Formulierung des „spezifischen Kapazitätsentgelts“ ab – bei der unklar ist, ob sie den obligatorischen Mindestaufschlag umfasst –, sondern ausschließlich auf die Formulierung der Anlage 1 der EGB. Danach wird die Entgelthöchstgrenze (zur Ausübung eines Sonderkündigungsrechts) durch das Entgelt einschließlich eines etwaigen obligatorischen Mindestaufschlags, multipliziert mit dem veränderten Verbraucherpreisindex bestimmt.

- 83 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 Netzknoten auf Rechte und Pflichten aus dem hier maßgeblichen Transportvertrag auswirken. Als vor- bzw. nachgelagert sollen hierbei auch die anderen Seiten von Kopplungsknoten gelten, an denen nach Art. 19 Nr. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459 gebündelt vermarktet wird.
- 84 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.
- 85 Schließlich steht auch § 4 Nr. 4 EGB einer Genehmigung nicht entgegen. Soweit sich hiernach die Modalitäten des Kapazitätsangebots an vor- bzw. nachgelagerten Netzknoten nicht auf den hier maßgeblichen Transportvertrag auswirken sollen, ist dies mit dem Prinzip des entry-exit Systems grundsätzlich vereinbar. Mit der Klausel einher geht zudem eine Ausnahme zu § 8 Abs. 6 AGB (Anlage 1 der KoV). Danach schlagen bei Bündelprodukten Kündigungen des einen Transportvertrages auf den anderen Transportvertrag durch. Auch insoweit besteht kein Ge-

nehmungshindernis. Zwar würde das Durchschlagen bei Bündelprodukten den Fernleitungsnetzbetreibern regelmäßig die vollständige Neuvermarktung erlauben. Hierdurch könnte das Angebot der Bündelprodukte maximiert werden (Art. 19 Nr. 1 der Verordnung (EU) 2017/459). Allerdings ist in den Fällen des § 4 Nr. 4 EGB ein solches Durchschlagen auf das gesamte Bündelprodukt nicht erforderlich: Aufgrund der unterschiedlichen Höhen technischer Kapazitäten auf der Aus- und Einspeiseseite des Kopplungspunktes könnte ohnehin ein vollständiges Bündelprodukt erneut vermarktet werden.

3.3. Projektzeitplan

- 86 Der mit dem Projektantrag vorgelegte Zeitplan wird genehmigt. Nach diesem sollen die technischen Maßnahmen im Jahr 2027 in Betrieb genommen und die angefragte Kapazität soll ab dem Gaswirtschaftsjahr 2027/28 zur Verfügung stehen.
- 87 Gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. c) 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.
- 88 Die Planungs- und Bauzeit der erforderlichen Investitionen zur Bereitstellung der Kapazitäten am Netzkopplungspunkt Mallnow wird vom Zeitpunkt einer erfolgreichen Auktion im Juli 2021 bis zur planmäßigen Inbetriebnahme im Jahr 2027 angesetzt. Dieser Zeitraum zur Planung und Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen 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

- 89 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).
- 90 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. 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.

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

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 <u>im Vorfeld</u> der Auktion sind hier die je nach Angebotslevel in der Auktion voraussichtlich gebuchten neuen Kapazitäten einzutragen. <u>Nach der Auktion</u> 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

91 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_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/IncrementalCap/Erlaeuterungen_Kalkulations-tool.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Links mit Stand vom: 23.02.2021

92 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. die Verzinsungen der Restbuchwerte nicht bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung anzusetzen.

- 93 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) zur 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. Szenariomatrix

- 94 Grundsätzlich wird gemäß Art. 22 Abs. 3 Verordnung (EU) 2017/459 ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität weiterverfolgt, wenn die Wirtschaftlichkeitsprüfung mindestens von einem Angebotslevel zu einem positiven Ergebnis führt. Der Projektantrag der Antragstellerin enthält ein einziges Angebotslevel, welches neu zu schaffende Kapazitäten in Höhe von 16,9 GWh/h vorsieht. Im vorliegenden Projektantrag sind insgesamt 16 Wirtschaftlichkeitstests für das Angebotslevel der neu zu schaffenden Kapazität eingereicht worden. Dieses Vorgehen ist sachgerecht und plausibel.
- 95 Im Incremental Capacity-Zyklus 2019-21 wurden an mehreren Marktgebietsgrenzen neu zu schaffende Kapazitäten nachgefragt. Diese Nachfragen an den anderen Marktgebietsgrenzen (Einspeisungen von der Grenze Dänemark oder Russland) führen teilweise zu Engpässen an derselben Stelle im Netz, wie für die Darstellung der hier vorliegenden Nachfrage nach Einspeisekapazität an der polnisch-deutschen Marktgebietsgrenze (TGPS-THE). Zu beachten ist daher, dass die Höhe des auftretenden Engpasses an ein und derselben Stelle von der Anzahl und Höhe der neu zu schaffenden Kapazitäten an allen Marktgebietsgrenzen abhängig ist. So wird für die Behebung dieser Engpässe zum Beispiel der resultierende Netzausbau einer Leitung in Summe höher ausfallen (größerer Durchmesser und/oder längere Loopeitung), wenn zwei oder mehrere Marktnachfragen zu einem positiven Wirtschaftlichkeitstest führen, als wenn dies nur an einer Marktgebietsgrenze der Fall wäre.
- 96 Insofern hängt der aus dem Projekt für neu zu schaffende Kapazitäten resultierende Netzausbau gerade auch davon ab, an welchen der genannten Marktgebietsgrenzen der Wirtschaftlichkeitstest für neu zu schaffende Kapazität erfolgreich ist. Die Antragstellerin betrachtet daher in den technischen Studien des Zyklus 2019-21 für neu zu schaffende Kapazität richtigerweise unterschiedliche Szenarien, denen jeweils eine singuläre, sowie eine andere Kombination unverbindlich angefragter Kapazitäten mit den anderen genannten Marktgebietsgrenzen zugrunde liegt. Insgesamt ergeben sich 31 unterschiedliche Kombinationsmöglichkeiten, welche die Antragstellerin in folgender Szenariomatrix dargestellt hat:

Anlage 1: Szenario Matrix					
Szenario	Dänemark	Russland	Greifswald Upgrade	Lubmin II Upgrade	Polen Mallnow
1	1				
2		1			
3			1		
4				1	
5					1
6	1	1			
7	1		1		
8	1			1	
9	1				1
10		1	1		
11		1		1	
12		1			1
13			1	1	
14			1		1
15				1	1
16	1	1	1		
17	1		1	1	
18	1			1	1
19	1	1		1	
20	1	1			1
21	1		1		1
22		1	1	1	
23		1		1	1
24		1	1		1
25			1	1	1
26	1	1	1	1	
27	1		1	1	1
28	1	1		1	1
29	1	1	1		1
30		1	1	1	1
31	1	1	1	1	1
	1: Wirtschaftlichkeitstest wurde bestanden leere Zelle: Wirtschaftlichkeitstest wurde nicht bestanden				

Tabelle 6: Szenariomatrix

- 97 Die Extremszenarien (Szenarien 1-5) stellen dar, dass es jeweils nur an *einer* einzelnen Marktgebietsgrenze zu einem positiven Wirtschaftlichkeitstest (erfolgreiche Auktion) kommt bzw. (Szenario 31), dass an *allen* Marktgebietsgrenzen die Wirtschaftlichkeitstests positiv ausfallen. Aus der dargestellten Szenariomatrix ergibt sich darüber hinaus, dass für ein einzelnes Projekt nur in 16 Kombinationsmöglichkeiten ein positiver Wirtschaftlichkeitstest möglich ist. Sachgerechter Weise wurden mithin auch 16 Wirtschaftlichkeitstests für das Angebotslevel der neu zu schaffenden Kapazität eingereicht.

- 98 Diese dargestellte Szenariomatrix ist im Folgenden für die Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen bzw. deren Kosten/Kostenschlüsselungen zu den einzelnen Projekten relevant.

3.4.2. Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse

- 99 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von der Antragstellerin im ursprünglichen Projektantrag vom 28.10.2020 beantragten Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse oder Zielerlöse des Fernleitungsnetzbetreibers in Verbindung mit der neu zu schaffenden Kapazität einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) b), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter Barwert vom 28.10.2020	genehmigter Barwert gemäß Tenorziffer 1.) b)
Buchungsszenario 5	1.617.661.278 €	1.779.243.278 €
Buchungsszenario 9	1.370.128.766 €	1.547.128.562 €
Buchungsszenario 12	1.559.811.664 €	1.686.903.353 €
Buchungsszenario 14	1.033.242.569 €	1.182.763.316 €
Buchungsszenario 15	1.108.237.759 €	1.349.228.740 €
Buchungsszenario 18	1.003.927.851 €	1.221.016.858 €
Buchungsszenario 20	1.471.966.521 €	1.591.183.592 €
Buchungsszenario 21	975.325.350 €	1.119.756.257 €
Buchungsszenario 23	1.374.315.704 €	1.501.845.110 €
Buchungsszenario 24	1.347.610.404 €	1.435.726.765 €
Buchungsszenario 25	864.564.573 €	1.012.583.906 €
Buchungsszenario 27	822.397.299 €	984.408.827 €
Buchungsszenario 28	1.319.898.293 €	1.459.006.126 €
Buchungsszenario 29	1.340.314.495 €	1.420.495.691 €
Buchungsszenario 30	1.307.203.283 €	1.410.633.492 €
Buchungsszenario 31	1.301.824.461 €	1.392.302.906 €

- 100 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.
- 101 Auf Grund der teilweise gemeinsamen Ausbauvorhaben für mehrere Projekte neu zu schaffender Kapazität schwankt die Höhe der Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse, je nachdem welches projektübergreifende Buchungsszenario bzw. welche Kombination an positiven Wirtschaftlichkeitstests sich nach der Auktion der neu zu schaffenden Kapazitäten ergibt (vgl. 3.4.1). Pro Buchungsszenario (Kombination an positiven Wirtschaftlichkeitstest eines oder mehrerer Projekte) ergibt sich damit der oben genannte individuelle Barwert. In dieser jeweiligen Höhe ist der Barwert sachgerecht und plausibel hergeleitet.

3.4.2.1 Bestimmung der Investitionskosten

- 102 Die Antragstellerin hat im Projektantrag basierend auf Plankostensätzen des Entwurfs des NEP Gas 2020-2030 für die von ihr ermittelten notwendigen Netzausbaumaßnahmen Investitionskosten bestimmt. Im NEP Gas 2020-2030 sind Plankostensätze sowohl für Erdgasverdichter, als auch für Erdgasfernleitungen und Gasdruckregelmessanlagen enthalten. Die Plankostensätze differieren in Abhängigkeit von den technischen Parametern (Dimensionierung) der Ausbaumaßnahmen. Nach Angaben der Antragstellerin müssen an unterschiedlichen Stellen im Bestandsnetz umfangreiche Ausbaumaßnahmen umgesetzt werden, um die neu zu schaffenden Kapazitäten darstellen zu können. Die Basis zur Bestimmung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen war dabei grundsätzlich die im Entwurfsdokument für den NEP Gas 2020-2030 enthaltene Infrastruktur inklusive der Netzausbaumaßnahmen, welche sich aus der Modellierungsvariante mit der Bezeichnung „Basisvariante“ ergeben. Somit wurden die Ausbaumaßnahmen, welche bereits über den Prozess des NEP Gas 2020-2030 initiiert werden, für die Darstellung der neu zu schaffenden Kapazitäten nicht berücksichtigt, sondern quasi wie das Bestandsnetz als vorhanden betrachtet. Folglich müssen die Kosten für denjenigen Teil der Ausbaumaßnahmen, welcher bereits im Netzentwicklungsplan enthalten ist, nicht von den Netznutzern, die neu zu schaffende Kapazität anfragen, getragen werden. Diese grundsätzliche Herangehensweise zur Bestimmung der Investitionskosten ist sachgerecht und plausibel.

Investitionskostenbestimmung pro Szenario

- 103 Für jedes der 16 für dieses Verfahren relevanten Szenarien haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Netzausbaubedarf und die Netzausbaumaßnahmen bestimmt. Bei der Bestimmung des Ausbaubedarfs kamen die Fernleitungsnetzbetreiber zu dem Ergebnis, dass im Falle eines positiven Wirtschaftlichkeitstests für die Schaffung der angefragten Kapazitäten auf einigen Abschnitten der Netzinfrastuktur kein zusätzlicher Netzausbau notwendig ist, um die angefragten Kapazitäten darzustellen. Bei anderen Abschnitten der Netzinfrastuktur müssen bereits im Netzentwicklungsplan enthaltene Netzausbaumaßnahmen größer dimensioniert und in wiederum anderen Abschnitten zusätzliche Netzinfrastrukturen gebaut werden.
- 104 Wie bereits im Kapitel 3.4.1. *Szenariomatrix* erläutert, ergeben sich auf Grund der zeitgleichen Anfragen an neu zu schaffenden Kapazitäten an anderen Marktraumgrenzen an gleichen Netzabschnitten Engpässe, welche ggf. nur höher ausfallen. Um diese zu beheben, muss das Netz ggf. stärker ertüchtigt werden, als es bei der alleinigen Umsetzung dieses Projekts notwendig wäre. Auf der anderen Seite ergeben sich aber auch Synergieeffekte, da die Ausbaukosten der höher dimensionierten Ausbaumaßnahme nun sachgerechter Weise auf zwei oder mehrere Projekte zur Schaffung neuer Kapazitäten aufgeteilt werden können.
- 105 Für die Verteilung der Kosten der einzelnen Ausbaumaßnahmen analysierte die Antragstellerin zunächst, für welche Projekte die Ausbaumaßnahme notwendig ist. Dies ist von Netzabschnitt zu

Netzabschnitt unterschiedlich. So sind zum Beispiel die Ausbauten entlang des Netzabschnitts „NEL-Ost“ für die Schaffung neuer Einspeisekapazitäten von Dänemark aus kommend nicht notwendig, da diese Mengen erst ab dem Netzabschnitt „NEL-West“ abtransportiert werden. Allerdings sind die Ausbauten am Netzabschnitt „NEL-Ost“ sowohl für das hier vorliegende Projekt, als auch für das Projekt neu zu schaffender Einspeisekapazität von Russland kommend notwendig. Daher wurden die Kosten für die Ausbaumaßnahme am Netzabschnitt „NEL-Ost“ nur auf diese beiden Projekte aufgeteilt, sofern für beide Projekte ein positiver Wirtschaftlichkeitstest angenommen wurde. Die Aufteilung erfolgte anteilig in Höhe der projektspezifischen Ausbaunotwendigkeit an diesem Netzabschnitt. Dagegen sind beispielhaft die Ausbauten entlang des Netzabschnitts „MIDAL-Süd“ für alle Projekte notwendig, sodass die Kosten, sofern ein positiver Wirtschaftlichkeitstest angenommen wurde, auch auf alle Projekte verteilt wurden. Die Aufteilung auf die einzelnen Projekte erfolgte jeweils im Verhältnis der projektspezifischen neu zu schaffenden Transportkapazität gegenüber der gesamten neu zu schaffenden Transportkapazität aller Projekte, für die der Netzabschnitt ausgebaut werden müsste. Dieser Ansatz der Kostenaufteilung ist sachgerecht und plausibel.

Investitionskostenermittlung pro Netzausbaumaßnahme

- 106 Wie oben bereits erläutert, hat die Antragstellerin im Projektantrag die Investitionskosten der einzelnen Netzausbaumaßnahmen basierend auf den Plankostensätzen des Entwurfs des NEP Gas 2020-2030 ermittelt. Im NEP Gas sind Plankostensätze sowohl für Erdgasverdichter, als auch für Erdgasfernleitungen und Gasdruckregelmessanlagen enthalten. Die Plankostensätze differieren in Abhängigkeit von den technischen Parametern (Dimensionierung) der Ausbaumaßnahmen.
- 107 Innerhalb des Verfahrens hat die Antragstellerin nachvollziehbar dargelegt, wie sich gemäß den Plankostensätzen des NEP Gas für die einzelnen Ausbaumaßnahmen die Investitionskosten ergeben. Das Abstellen auf die Plankostensätze aus dem Netzentwicklungsplan hält die Beschlusskammer grundsätzlich für geeignet. Die Plankostenansätze stellen durchschnittliche bzw. übliche Kostenansätze dar und sind auch für Dritte objektiv nachvollziehbar. Gerade in dem hier vorliegenden Fall, in dem es zu einer Vielzahl von Ausbaumaßnahmen kommt, ist eine Durchschnittsbetrachtung sachgerecht. Sie führt im Durchschnitt selbst dann zu einem sachgerechten Ergebnis, wenn einzelne Maßnahmen etwas günstiger oder teurer würden. Zuzüglich zum Plankostensatz wurde bis zum Jahr der Inbetriebnahme der Ausbaumaßnahme eine Inflation von einem Prozent angesetzt. Die Plankostensätze des NEP Gas zuzüglich einer Inflation bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme heranzuziehen, ist aus Sicht der Beschlusskammer sachgerecht.
- 108 Bei einzelnen Ausbaumaßnahmen müssen bereits im NEP Gas 2020-2030 enthaltene Netzausbaumaßnahmen größer dimensioniert werden. Zur Bestimmung der gesamten Investitionskosten, die sowohl den NEP Gas 2020-2030 als auch das Projekt an neu zu schaffender Kapazität betreffen, hat die Antragstellerin zunächst die Kosten dieser größer dimensionierten Ausbaumaßnahme

auf Basis der Plankostensätze des NEP Gas bestimmt. In einem nächsten Schritt wurden dann von dem so ermittelten Betrag die im Netzentwicklungsplan angesetzten Kosten in Abzug gebracht. Der sich so ergebende Restbetrag wurde als Ansatz für die Investitionskosten dieser Ausbaumaßnahmen herangezogen. Allerdings wurden in mehreren Fällen für den Teil der Projekte, die den NEP Gas 2020-2030 betreffen, gerade nicht die Plankostensätze angesetzt, sondern individuell geringere Kostenschätzungen verwendet. In diesen Fällen führt der Ansatz der Antragstellerin dazu, dass für den Teil der Ausbaumaßnahmen für das Vorhaben für neu zu schaffende Kapazität deutlich höhere Kostensätze herangezogen werden. Begründet wurde dieses Vorgehen von der Antragstellerin lediglich damit, dass es bei einer möglichen Nicht-Realisierung bzw. -Bestätigung der Ausbaumaßnahme im NEP Gas zu einer internen Budget-Unterdeckung käme. Eine inhaltliche Begründung für die unterschiedlichen Kostenansätze erfolgte nicht.

109 Die Beschlusskammer hält dieses Vorgehen für nicht sachgerecht. Die erwähnten Ausbaumaßnahmen wurden mit dem Änderungsverlangen zum NEP Gas 2020-2030 von der Bundesnetzagentur bestätigt und sind infolgedessen von den FNB – unabhängig vom Ausgang des hiesigen Verfahrens – zu realisieren. Selbst wenn hypothetisch hier betroffene Ausbaumaßnahmen nicht über den Prozess der Netzentwicklungsplanung realisiert würden, wären als Folge die für das vorliegende Projekt notwendigen Ausbaumaßnahmen größer zu dimensionieren. Die Investitionskosten für die nun größer dimensionierten Ausbaumaßnahmen wären sodann auf Basis der Plankostensätze des NEP Gas zu bestimmen. Trotz Nachfrage hat die Antragstellerin auch nicht glaubhaft dargelegt, dass ausnahmsweise die Plankostensätze des NEP Gas für eine bestimmte Ausbaumaßnahme auf Grund besonderer Umstände zu niedrig angesetzt wären. Im Gegenteil hat die Antragstellerin in der Gesamtbetrachtung der Ausbaumaßnahme (Ausbau im Rahmen des NEP Gas und des vorliegenden Projekts) die Investitionskosten selbst auf Basis der Plankostensätze des NEP Gas ermittelt. Somit fehlt es an einer plausiblen Begründung für einen über den Plankostensatz des NEP Gas hinausgehenden Kostenansatz.

110 Insofern hält es die Beschlusskammer für sachgerecht, auch bei größer dimensionierten NEP-Ausbaumaßnahmen die Investitionskosten, welche für den Teil der neu zu schaffenden Kapazitäten benötigt wird, auf Basis der NEP-Plankostensätze zu bestimmen. Die Investitionskosten sind für die zusätzlichen Dimensionierungen gemäß der NEP-Plankostensätze zu berechnen.

3.4.2.2 Treibenergiekosten

111 Die Antragstellerin hat im Projektantrag jährliche Treibenergiekosten angesetzt. Für die Ermittlung der durch die Nutzung der neu zu schaffenden Kapazitäten notwendigen Treibenergiekosten hinterlegte die Antragstellerin einen Transportpfad bis zur Übergabe der Gasmengen an der innerdeutschen Marktgebietsgrenze zwischen dem Marktgebiet GASPOOL und dem Marktgebiet Net-Connect Germany. Bei den neu zu schaffenden Kapazitäten handelt es sich um frei zuordenbare Kapazitäten in dem zukünftig deutschlandweiten Marktgebiet THE. Der Ansatz, den Transportpfad

für diese frei zuordenbaren Kapazitäten bis zur „Mitte“ des neuen deutschlandweiten Marktgebiets zu bestimmen, erscheint plausibel.

- 112 Entlang des Transportpfades ermittelte die Antragstellerin, welche zusätzlichen Leistungen von Bestandsverdichtern oder neu zu bauenden Verdichtern für die hinzukommenden Transporte, auf Basis der neu zu schaffenden Kapazitäten, benötigt würden. Die so ermittelten zusätzlichen Verdichterleistungen wurden sachgerecht in Treibenergiemengen umgerechnet und mit handelsüblichen Prognosen bei Energie- und CO₂-Preisen (inkl. Energiesteuer) multipliziert. Dieses grundsätzliche Vorgehen, bei der Bestimmung der Treibenergiekosten auch die höhere Nutzung von Bestandsverdichteranlagen für zusätzliche Transporte auf Basis der neu zu schaffenden Kapazitäten zu berücksichtigen, ist nicht zu beanstanden.
- 113 Wie schon bei der Bestimmung der Investitionskosten ausgeführt, hängt die sachgerechte Höhe der anzusetzenden Kosten auch vom Ausgang der Nachfragen nach neu zu schaffender Kapazität an anderen Marktraumgrenzen ab (und ob bei diesen Projekten ein positiver oder negativer Wirtschaftlichkeitstest vorliegt). Dies gilt auch bei der Bestimmung der Treibenergiekosten. Daher hat die Antragstellerin pro Szenario (vgl. 3.4.1) individuell die gesamten zusätzlichen Treibenergiekosten bestimmt und dann bei Szenarien, wo mehr als eine Marktraumgrenze einen positiven Wirtschaftlichkeitstest aufweist, entsprechend anhand der hinzukommenden projektspezifischen Nutzungen die ermittelten zusätzlichen Treibenergiekosten anteilig pro Projekt bestimmt. Grundsätzlich ist dieses Vorgehen sachgerecht.
- 114 Allerdings hat die Antragstellerin auch dem Projekt für neu zu schaffender Kapazität an der dänischen Grenze anteilige Treibenergiekosten zugeschlüsselt. Dies ist nicht sachgerecht. Die Antragstellerin hat selbst in einem Schreiben vom 13.11.2020 ausgeführt, dass für den Abtransport möglicher Importmengen aus Dänemark, selbst im Schwachlastfall, keine zusätzlichen Treibenergiekosten entstehen würden. Die zukünftigen Transporte von Dänemark, auf Basis der dort neu zu schaffenden Kapazitäten, würden die (heutigen) Exportmengen nach Dänemark anteilig oder vollständig ersetzen. Folglich mögen zwar im deutschlandweiten Marktgebiet THE zusätzliche Treibenergiemengen für einen Nord-Süd-Transport anfallen, allerdings beruhen diese zusätzlichen Treibenergiemengen auf Nutzungen bereits vorhandener Bestandskapazitäten oder zukünftiger Nutzungen neu zu schaffender Kapazitäten in den anderen Projekten, wozu auch das hier vorliegende Projekt zu zählen ist. Die auf diesen Nutzungen basierenden Transportmengen würden nicht mehr nach Dänemark exportiert, sondern zu anderen, südlicher gelegenen Ausspeisepunkten innerhalb des Marktgebiets transportiert. Folgerichtig sind daher die zusätzlich ermittelten Treibenergiemengen und deren Kosten für den Nord-Süd-Transport den Bestandskapazitäten oder den neu zu schaffenden Kapazitäten der anderen Projekte zuzuordnen.
- 115 Selbst wenn durch die neu zu schaffenden Einspeisekapazitäten an der dänischen Marktraumgrenze sich der heutige Exportfluss nach Dänemark in einen Importfluss nach Deutschland umkehrt, fallen keine Treibenergiekosten an. Die Antragstellerin trägt im Schreiben vom 13.11.2020

selbst vor, dass keine zusätzlichen Treibenergiekosten anfallen würden, da das Gas aus Ellund kommend für den Transport Richtung Achim aufgrund des geringen Druckniveaus, selbst im Schwachlastfall, nicht verdichtet werden müsse.

- 116 Die in der Höhe ermittelten Treibenergiekosten erscheinen der Beschlusskammer sachgerecht und plausibel hergeleitet. Allerdings erscheint die Verteilung der Kosten auf die einzelnen Projekte, inklusive dem Projekt an der dänischen Marktraumgrenze nicht sachgerecht. Daher hat die Beschlusskammer die von der Antragstellerin angesetzten Treibenergiekosten ausschließlich auf die übrigen Projekte an der russischen Marktraumgrenze und dem hier vorliegenden Projekt verteilt. Bezüglich der Verteilung ist die Beschlusskammer grundsätzlich dem Ansatz der Antragstellerin gefolgt. Die ermittelten zusätzlichen Treibenergiekosten wurden pro Verdichterstandort, sofern mehreren Projekten zuzuordnen, im Verhältnis der projektspezifischen neu zu schaffenden Transportkapazität gegenüber der gesamten neu zu schaffenden Transportkapazität an diesem Verdichterstandort verteilt.
- 117 Die im Rahmen der Anhörung des Beschlussentwurfes von der Antragstellerin vorgebrachte Kritik hinsichtlich der von der Beschlusskammer vorgenommenen Umverteilung der Treibenergiekosten überzeugt nicht. Nur bei der Bestimmung der Investitionskosten ist der von der Antragstellerin gewählte Ansatz einer anteiligen Kostenzuordnung zum hiesigen Projekt – und weiteren mit dem hiesigen Projekt in Verbindung stehenden Projekten für neu zu schaffende Kapazität (u.a. auch dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze, Az. BK9-20/004) – sachgerecht (vgl. 3.4.2.1 *Investitionskostenbestimmung pro Szenario* bzw. *Investitionskostenermittlung pro Netzausbaumaßnahme*), weil die Schaffung zusätzlicher frei zuordenbarer Kapazitäten grundsätzlich nicht zu Lasten der Bestandskapazitäten vorgenommen werden darf. Insofern ist für diese Ermittlung des notwendigen zusätzlichen Netzausbaus immer das Extremszenario zu betrachten, den denkbar höchsten Nord-Süd-Transport auf Basis der vollständigen Nutzung von Bestandskapazitäten und neu zu schaffender Kapazitäten.
- 118 Die Antragstellerin erkennt jedoch, dass bei der Bestimmung der jährlichen Treibenergiekosten – abweichend von der geschilderten Betrachtung bei der Ermittlung des notwendigen Netzausbaus – auf eine rein physikalische Betrachtung der einzelnen Gasströme, ausgehend von den individuellen Einspeisepunkten, abzustellen ist. Dieses spezifische Vorgehen entspricht im Übrigen dem grundsätzlichen Ermittlungsansatz der Antragstellerin bei der Bestimmung der jährlichen Treibenergiekosten. Von diesem physikalischen Ansatz ausgehend schreibt die Antragstellerin im Rahmen der Anhörung, dass entlang des Leitungsabschnitts der DEUDAN keine zusätzlichen Treibenergiekosten anfallen und entlang des Leitungsabschnitts der MIDAL ein physischer Transport von nämlichen Gasmengen aus Dänemark bis nach Herchenrode (bis zur Engpasszone Süd, ehemals NCG) eher selten stattfinden wird. Diese geringeren Transportmengen wurden allerdings nicht von der Antragstellerin bestimmt und mit entsprechenden Treibenergiekosten bewertet. Berücksichtigt man darüber hinaus, dass auf Grund von Einspeisungen über die neu zu schaffenden

Kapazitäten an der dänisch-deutschen Grenze heute notwendige Treibenergiekosten für den Gegenstromtransport von Süd nach Nord teilweise vermieden werden, erscheint der Beschlusskammer der Ansatz, keine zusätzlichen Treibenergiekosten dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze zuzuordnen, sachgerecht und plausibel. Die Antragstellerin stellt im Rahmen der Anhörung selbst dar, dass die nämlichen Gasmengen aus Dänemark kommend geringer sind, als der erhöhte Nord-Süd-Transport entlang des Leitungsabschnitts der MIDAL. Dies lässt für die Beschlusskammer nur den Schluss zu, dass die höheren Nord-Süd-Transportmengen von anderen Einspeisepunkten aus der von der Antragstellerin bezeichneten Engpasszone Nord stammen müssen, je nach Szenario (vgl. 3.4.1) auch aus einer Einspeisung im Rahmen des hiesigen Projekts.

- 119 Hinzu kommt, dass es bei dem von der Antragstellerin gewählten Ansatz höchst unplausibel erscheint, dass die für das Buchungsszenario 1 (ausschließliche Realisierung des Projekts an der dänisch-deutschen Grenze, vgl. Tabelle 6: Szenariomatrix) ermittelten Treibenergiekosten in Höhe von 2,1 Mio. € am Verdichterstandort Reckrod höher ausfallen, als bei den Buchungsszenarien 6 bis 9 (ermittelte Treibenergiekosten zwischen 0,8 und 1,3 Mio. €), wo neben den Gasmengen aus dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze jeweils auch zusätzliche Gasmengen aus den anderen, mit dem dänisch-deutschen Projekt verbundenen Projekten hinzukommen. Ähnlich unplausible Kostenermittlungen finden sich auch beim Verdichterstandort Rehden wieder, wo die ermittelten Treibenergiekosten beim Szenario 8 (zusätzliche Gasmengen aus dem Projekt Lubmin II Upgrade und dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze, vgl. Tabelle 6: Szenariomatrix) in Höhe von 775.000 € niedriger, gegenüber den ermittelten Treibenergiekosten in Höhe von 875.000 € des Szenario 1 (zusätzliche Gasmengen ausschließlich aus dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze, vgl. Tabelle 6: Szenariomatrix) ausfallen. Dies spricht ebenfalls nicht für den Kostenverteilungsansatz der Antragstellerin.

3.4.2.3 Barwertbestimmung

- 120 Die Berechnung des Barwerts kann mit Hilfe des Wirtschaftlichkeits-Tools pro Szenario nachvollzogen werden. Auf Basis der eingetragenen szenariospezifischen 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 Beschlusskammer 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 mit den pro Szenario

bestimmten Kosten 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).

- 121 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).

3.4.3. Geschätzter Referenzpreis

- 122 Der von der Antragstellerin beantragte geschätzte Referenzpreis in Höhe von 3,73 €/kWh/a wird genehmigt.
- 123 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 der Antragstellerin 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.
- 124 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.

3.4.4. f-Faktor

- 125 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von der Antragstellerin im ursprünglichen Projektantrag vom 28.10.2020 beantragten f-Faktoren einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) c), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter f-Faktor vom 28.10.2020	genehmigter f-Faktor gemäß Tenorziffer 1.) c)
Buchungsszenario 5	0,74	0,89
Buchungsszenario 9	0,69	0,88
Buchungsszenario 12	0,73	0,89
Buchungsszenario 14	0,59	0,84
Buchungsszenario 15	0,62	0,86
Buchungsszenario 18	0,58	0,85
Buchungsszenario 20	0,72	0,88
Buchungsszenario 21	0,57	0,83
Buchungsszenario 23	0,70	0,87
Buchungsszenario 24	0,69	0,87
Buchungsszenario 25	0,52	0,81
Buchungsszenario 27	0,51	0,81
Buchungsszenario 28	0,68	0,87
Buchungsszenario 29	0,69	0,87
Buchungsszenario 30	0,68	0,87
Buchungsszenario 31	0,68	0,86

- 126 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 der Antragstellerin 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.
- 127 Die Höhe des f-Faktors hängt insbesondere von den getroffenen Annahmen gemäß Art. 23 Abs. 1 lit. a) bis d) der Verordnung (EU) 2017/459 sowie von der Höhe des Barwertes der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse oder Zielerlöse des Fernleitungsnetzbetreibers in Verbindung mit der neu zu schaffenden Kapazität ab. Auf Grund der teilweise gemeinsamen Ausbaurahmen für mehrere Projekte neu zu schaffender Kapazität, schwankt die Höhe der Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse, je nachdem welches projektübergreifende Buchungsszenario bzw. welche Kombination an positiven Wirtschaftlichkeitstests sich nach der Auktion der neu zu schaffenden Kapazitäten ergibt (vgl. 3.4.1. *Szenariomatrix*). Insofern ergibt sich pro Buchungsszenario (d.h. für jede Kombination an positiven Wirtschaftlichkeitstests) ein individueller f-Faktor, obwohl die getroffenen Annahmen gemäß Art. 23 Abs. 1 lit. a) bis d) der Verordnung (EU) 2017/459 konstant bleiben.

- 128 Die oben dargestellten genehmigten f-Faktoren sind in ihrer Höhe 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

- 129 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.
- 130 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 zu zurückgehaltenen Kapazitäten, Reduzierung des f-Faktors

- 131 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 der nahezu vollständigen Buchung und Nutzung

der existierenden Kapazitäten seit 2017 begründet. Die Antragstellerin hat die historische Buchungs- und Nutzungssituation der hier maßgeblichen Marktraumgrenze analysiert. Gegenwärtig besteht die Marktraumgrenze noch zum kleineren, getrennten deutschen Marktgebiet GASPOOL. Die hier neu angefragten Kapazitäten würden als feste frei zuordenbare Kapazitäten im deutschlandweitem Marktgebiet THE geschaffen. Insofern sind die Kapazitätsprodukte nicht unmittelbar vergleichbar. Trotzdem erscheint die Analyse und Betrachtung der historischen und gegenwärtigen Buchungssituation plausibel, da in Summe ca. 17,5-20 GWh/h an FZK und zusätzlich 13,5-20 GWh/h an dynamisch zuordenbarer Kapazität (DZK) gebucht und genutzt wurden bzw. werden. In Summe nutzt der Markt zeitgleich regelmäßig 31-38,5 GWh/h für Gastransporte. Die neu zu schaffenden Kapazitäten würden zusammen mit den Bestandskapazitäten zukünftig knapp 28 GWh/h an FZK im deutschlandweitem Marktgebiet THE ergeben. Da das historische und aktuelle Buchungsverhalten eindeutig zeigt, dass das höherwertige Produkt FZK vollständig ausgebucht und zusätzlich noch nennenswerte DZK-Buchungen vorgenommen wurden bzw. werden, erscheint die Annahme einer vollständigen Buchung der zurückgehaltenen Kapazitäten sachgerecht.

- 132 Auch die Kapazitätsvertragskündigung ab dem Kalenderjahr 2020 für mehrere Folgejahre auf der deutschen Seite der hier nachgefragten Marktraumgrenze steht der unterstellten Buchungsannahme nicht entgegen. Insbesondere das Kalenderjahr 2020 – zu dessen Beginn die Kündigung ausgesprochen wurde – hat gezeigt, dass der Markt die FZK vollständig und die DZK nahezu vollständig mit Verträgen kürzerer Laufzeit nachgebucht hat. Dieses Nachbuchungsverhalten kann auch für das Gaswirtschaftsjahr 2020/21, insbesondere für dessen Winterhalbjahr, beobachtet werden.

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

- 133 Gemäß Art. 23 Abs. 1 lit. c) und d) der Verordnung (EU) 2017/459 können prognostizierte zukünftige Buchungen ab dem 16. Jahr zu einer weiteren Verringerung des f-Faktors führen. Die Antragstellerin setzt für diesen Zeitraum ebenfalls umfangreiche zukünftige Buchungen an. Ab dem 16. Jahr (GWJ 2042/43) bis zum GWJ 2052/53 geht die Antragstellerin von Buchungen in Höhe von 80 % der neu zu schaffenden Kapazitäten aus. Vom GWJ 2053/54 bis zum Ende der betrieblichen Nutzung im GWJ 2071/72 setzt die Antragstellerin einen Ausbuchungsgrad in Höhe von 65 % an. Sie begründet die Buchungsannahmen mit der hohen Bedeutung der Infrastruktur im Energiemarkt und auch in einem zukünftigen Wasserstoffmarkt.
- 134 Für die Beschlusskammer ist jedoch nicht ersichtlich, dass die von der Antragstellerin ab dem GWJ 2042/43 angestellten Buchungsprognosen mit einer ausreichend hohen Wahrscheinlichkeit eintreten, um im Wirtschaftlichkeitstest berücksichtigt werden zu können. National aber auch europaweit wird bis zum Jahr 2050 eine vollständige Treibhausgasneutralität angestrebt. Der Weg zur vollständigen Treibhausgasneutralität soll dabei schrittweise über jährlich einzuhaltende CO₂-

Jahresbudgets erreicht werden. Damit verbunden ist eine schrittweise Reduktion der Nutzung fossiler Brennstoffe bis hin zu einem weitest gehenden Verzicht. Vor dem Hintergrund dieser klimapolitischen Zielvorgabe ist es aus Sicht der Beschlusskammer angezeigt diesen Aspekt, bei den Buchungsprognosen ab dem GWJ 2042/43 hinsichtlich einer sehr sicheren Buchungseintrittswahrscheinlichkeit angemessen widerzuspiegeln. Dies macht aus Sicht der Beschlusskammer ab dem GWJ 2042/43 die Berücksichtigung einer entsprechenden Degression der Buchungsprognosen erforderlich. Der Beschlusskammer erscheint hierbei eine Degression von 10 % p.a. basierend auf der für das GWJ 2042/43 angesetzten 80-prozentigen Buchungsprognose sachgerecht, wobei ab dem GWJ 2050/51 aus den oben dargestellten Gründen keine Kapazitätsprognose mehr angezeigt ist.

- 135 Auch die Annahme einer zukünftigen Netznutzung der hier betrachteten Gasinfrastruktur für Zwecke des Wasserstofftransports ab dem GWJ 2050/51 rechtfertigt aus Sicht der Beschlusskammer nicht die Annahme entsprechender gesicherter Buchungsprognosen. Zum einen stellt die neu zu errichtende Netzinfrastuktur kein zusammenhängendes Netzgebilde dar, sondern es handelt sich um unverbundene, partielle Netzertüchtigungsmaßnahmen, welche nur im Zusammenspiel mit dem Bestandsnetz einen Transport ermöglichen. Insofern ist ein möglicher Wasserstofftransport über diese unverbundenen Netzteile per se schon sehr zweifelhaft. Zum andern sind weder die Höhe der zukünftigen Buchungen für einen Wasserstofftransport noch die Bestimmung derjenigen Netzteile, welche möglicherweise in ein zukünftiges Wasserstoffnetz überführt werden, zum jetzigen Zeitpunkt sicher prognostizierbar. Gerade unter Berücksichtigung dieser hohen Buchungsunsicherheit darf aus Sicht der Beschlusskammer nicht in Kauf genommen werden, dass die um Kapazität nachfragenden Netznutzer, die mit ihrer Nachfrage verbundenen Risiken nicht mehr selbst tragen, sondern vielmehr das Risiko dieser Investitionen den gefangenen Erdgaskunden im Rahmen dieses Projektantrags auferlegt wird.
- 136 Die Antragstellerin hat im Rahmen der Anhörung keine weiteren Argumente zu einer gesicherten zukünftigen Buchungsprognose vorgebracht, welche die bereits im Antrag vorgebrachte, vage Wahrscheinlichkeitsprognose weiter festigen konnte. Auch die oben genannten Risiken wurden von der Antragstellerin nicht widerlegt. Gemäß den Ausführungen der Antragstellerin im Rahmen der Anhörung könnte zwar zukünftig eine gemeinsame europäische Regulierung von Erdgas und Wasserstoff kommen. Selbst wenn dies ausbliebe, wäre aus Sicht der Antragstellerin eine Überführung des im hiesigen Projekt neu zu schaffenden Kopplungspunktes bzw. der damit einhergehenden auszubauenden Erdgasinfrastruktur in eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur wahrscheinlich. Belege zu diesen Vermutungen oder weiterführende Begründungen liefert die Antragstellerin erneut nicht. Mit Blick auf den in ferner Zukunft (aus heutiger Sicht immerhin dreißig Jahre) liegenden Zeitpunkt und den damit verbundenen großen Unsicherheiten hinsichtlich der Buchungsprognosen sowie der Unklarheit, ob der neu zu schaffende Kopplungspunkt überhaupt

in eine Wasserstoffinfrastruktur überführt wird, stuft die Beschlusskammer die beiden von der Antragstellerin aufgezeigten Szenarien weiterhin als bloße Vermutung ein. Ebenso wahrscheinlich erscheint es, wie auch die Antragstellerin in ihrer Stellungnahme vom 15.04.2021 hinsichtlich der stofflichen Nutzung von Methan in Industrieprozessen andeutet, dass die hier neu zu schaffende Erdgasinfrastruktur sowie der neu zu schaffende Kopplungspunkt zukünftig in einer eigenständigen Erdgasinfrastruktur verbleiben sich aber auf Grund der konkurrierenden Wasserstoffinfrastruktur einer deutlich geringeren Nachfrage ausgesetzt sehen. Eine solche rechtfertigt es aber nicht die Investitionskosten die durch das Projekt entstehen, anderen als den Initiatoren dieser Kosten, den buchenden Kunden im hiesigen Projekt aufzuerlegen. Darüber hinaus ist der von der Antragstellerin monierte fehlende Gleichlauf der Kosten, die bis zum Ende der Abschreibungsdauer, d.h. teilweise bis 2072, berücksichtigt werden, und der Erlöse, die 2050 abgeschnitten werden, in der Verordnung (EU) 2017/459 im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsprüfung angelegt und ergibt sich immer in den Fällen, in denen nicht vom f-Faktor von 1 abgewichen wird. Die Entscheidung für einen geringeren f-Faktor als 1, der zu einem stärkeren Gleichlauf der Erlöse und Kosten führen würde, ist zwar gemäß Art. 23 Abs. 1 möglich, aber aufgrund des Erwägungsgrundes 11 der Verordnung (EU) 2017/459 gerade abzuwägen. Denn hiernach sollen nur „*die Netznutzer, die Kapazität nachfragen, die mit ihrer Nachfrage verbundenen Risiken tragen*“. Die Unsicherheit bzgl. zukünftig nicht sicher prognostizierbarer Erlöse darf somit gerade nicht dazu führen, „*dass ‚gefangene‘ Kunden dem Risiko solcher Investitionen ausgesetzt sind*“.

- 137 Aufgrund der oben dargestellten Ausführungen sind Buchungsprognosen einer zukünftigen Nutzung der Infrastruktur für den Wasserstofftransport in diesem Verfahren daher nicht zu berücksichtigen.

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

- 138 Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass positive externe Effekte bestehen und sich dadurch der f-Faktor weiter reduziert.
- 139 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.
- 140 Die Antragstellerin hat keine weiteren positiven externen Effekte untersucht oder auf dieser Basis eine weitere Reduktion des f-Faktors beantragt. Auch im Rahmen der Konsultation äußerte sich kein Marktteilnehmer dazu. Die Beschlusskammer teilt in dieser Hinsicht den Ansatz der Antragstellerin.
- 141 Insgesamt ist bei der Bestimmung des f-Faktors zu berücksichtigen, dass die Wirtschaftlichkeitsprüfung die ökonomische Tragfähigkeit des Projektes sicherstellen soll und daher jene Netznutzer, die neu zu schaffende Kapazität nachfragen, die mit ihrer Nachfrage verbundenen finanziellen Risiken auch selbst tragen (vgl. Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) 2017/459). Bestehen

insofern sichere Erkenntnisse darüber, dass Erlöse zu einem späteren Zeitraum, der nicht im Wirtschaftlichkeitstest erfasst wird, erwirtschaftet werden, kann dies eine Reduktion des f-Faktors begründen. Sind jedoch diese zukünftigen Buchungen relativ unsicher, besteht ein hohes Risiko, dass nicht jene Netznutzer, die die neu zu schaffende Kapazität nachfragen, sondern die Allgemeinheit für die nicht realisierten zukünftigen Einnahmen aufkommen muss. Dies widerspricht dem Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) 2017/459.

- 142 Zudem ist zu beachten, 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 Netzinfrastruktur, auch wenn diese teilweise (ausbaumindernd) zur Darstellung der neu zu schaffenden Kapazität genutzt wird, erfolgt daher nicht aus den Buchungseinnahmen der neu zu schaffenden Kapazitäten aus dem Angebotslevel. Insbesondere in diesem Projektantrag wird in erheblichem Maße bestehende Infrastruktur für die neu zu schaffenden Kapazitäten richtigerweise (im Sinne eines effizienten Netzausbaus) ausbaumindernd berücksichtigt. Von den insgesamt 16,9 GWh/h neu zu schaffender Kapazität können 7,3 GWh/h, bis auf den letzten Netzabschnitt MIDAL-Süd, über die bereits bestehende Netzinfrastruktur von Mallnow nach Reckrod transportiert werden. Folglich entfällt für diese Transporte zusätzlicher Netzausbau innerhalb dieses Projektes, somit aber auch eine Kostentragung für diese bestehende Infrastruktur durch die Buchenden der neu zu schaffenden Kapazität, da innerhalb der Wirtschaftlichkeitsprüfung ausschließlich Kosten neu zu schaffender Netzinfrastruktur einfließen dürfen und refinanziert werden.
- 143 Durch die Reduktion des f-Faktors werden – über das oben dargestellte Maß hinaus – die ausschließlichen Projektkosten von jenen Netznutzern, die neu zu schaffende Kapazität nachfragen, anteilig zusätzlich auf die sonstigen Netznutzer (Allgemeinheit) verlagert. Im Lichte des Erwägungsgrunds 11 der Verordnung (EU) 2017/459 war insoweit ein restriktiver Ansatz bei der Bestimmung des f-Faktors zu verfolgen.

3.4.5. Obligatorischer Mindestaufschlag

- 144 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von der Antragstellerin im ursprünglich Projektantrag vom 28.10.2020 beantragten obligatorischen Mindestaufschläge einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) d), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter obligatorischer Mindestaufschlag vom 28.10.2020	genehmigter obligatorischer Mindestaufschlag gemäß Tenorziffer 1.) d)
Buchungsszenario 5	4,08 €/kWh/h/a	6,10 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 9	2,76 €/kWh/h/a	4,93 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 12	3,77 €/kWh/h/a	5,67 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 14	0,98 €/kWh/h/a	2,99 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 15	1,38 €/kWh/h/a	3,87 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 18	0,82 €/kWh/h/a	3,22 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 20	3,30 €/kWh/h/a	5,14 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 21	0,67 €/kWh/h/a	2,65 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 23	2,79 €/kWh/h/a	4,64 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 24	2,64 €/kWh/h/a	4,34 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 25	0,09 €/kWh/h/a	2,07 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 27	0,00 €/kWh/h/a	1,95 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 28	2,50 €/kWh/h/a	4,44 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 29	2,61 €/kWh/h/a	4,27 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 30	2,43 €/kWh/h/a	4,22 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 31	2,40 €/kWh/h/a	4,06 €/kWh/h/a

- 145 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 die von der Antragstellerin beantragten obligatorischen Mindestaufschläge bzw. dessen Wertebereiche lediglich auf Plausibilität. Sind diese nicht plausibel, legt die Beschlusskammer die obligatorischen Mindestaufschläge bzw. dessen Wertebereiche gemäß Art. 25 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 abweichend vom Antrag fest.
- 146 Die obligatorischen Mindestaufschläge sind in der jeweiligen Höhe sachgerecht und plausibel hergeleitet. Die Berechnung der individuellen obligatorischen Mindestaufschläge 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 ver-

bindlichen 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 obligatorischer Mindestaufschläge bei der Vermarktung der neu zu schaffenden Kapazitäten, da ansonsten die Wirtschaftlichkeitstests nicht positiv ausfallen könnten.

- 147 Die Erhöhungen der individuellen obligatorischen Mindestaufschläge resultieren aus den zwei folgenden Effekten: Zum einen, da die Beschlusskammer abweichend zum Projektantrag die jeweiligen Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse mit höheren Werten genehmigt hat. Zum anderen, aufgrund der von der Beschlusskammer abweichend zum Projektantrag jeweils höher genehmigten f-Faktoren.

3.4.6. Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer

- 148 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von der Antragstellerin im ursprünglichen Projektantrag vom 28.10.2020 beantragten Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) e), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter Barwert vom 28.10.2020	genehmigter Barwert gemäß Tenorziffer 1.) e)
Buchungsszenario 5	1.197.069.346 €	1.583.526.518 €
Buchungsszenario 9	945.388.849 €	1.361.473.135 €
Buchungsszenario 12	1.138.662.515 €	1.501.343.985 €
Buchungsszenario 14	609.613.116 €	993.521.186 €
Buchungsszenario 15	687.107.412 €	1.160.336.717 €
Buchungsszenario 18	582.278.154 €	1.037.864.330 €
Buchungsszenario 20	1.059.815.896 €	1.400.241.561 €
Buchungsszenario 21	555.935.450 €	929.397.694 €
Buchungsszenario 23	962.020.993 €	1.306.605.246 €
Buchungsszenario 24	929.851.179 €	1.249.082.286 €
Buchungsszenario 25	449.573.578 €	820.192.964 €
Buchungsszenario 27	419.422.623 €	797.371.150 €
Buchungsszenario 28	897.530.840 €	1.269.335.330 €
Buchungsszenario 29	924.817.002 €	1.235.831.252 €
Buchungsszenario 30	888.898.233 €	1.227.251.139 €
Buchungsszenario 31	885.240.634 €	1.197.380.500 €

- 149 Gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 ist der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen zu genehmigen.

150 Pro Buchungsszenario (Kombination an positiven Wirtschaftlichkeitstest eines oder mehrerer Projekte) ergeben sich somit die oben genannten individuellen Barwerte. In dieser jeweiligen Höhe sind die Barwerte sachgerecht und plausibel hergeleitet. Auf Grund der teilweise gemeinsamen Ausbauvorhaben für mehrere Projekte neu zu schaffender Kapazität schwankt die Höhe der Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse, je nachdem welches projektübergreifende Buchungsszenario bzw. welche Kombination an positiven Wirtschaftlichkeitstest sich nach der Auktion der neu zu schaffenden Kapazitäten ergibt (vgl. 3.4.1). Die Berechnung der Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer kann mit Hilfe des Wirtschaftlichkeits-Tools nachvollzogen werden. Die Erhöhung der individuellen Barwerte resultiert aus den zwei folgenden Effekten: Zum einen der abweichenden, erhöhten Genehmigung der jeweiligen Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse durch die Beschlusskammer. Zum anderen, da die Beschlusskammer abweichend zum Projektantrag jeweils höhere f-Faktoren genehmigt hat.

3.5. Verlängerung des Vermarktungszeitraums

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

3.6. Alternativer Zuweisungsmechanismus

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

3.7. Festpreis

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

3.8. Berücksichtigungsgebote

154 Im Rahmen der positiven Genehmigungsentscheidung hat die Beschlusskammer von ihrem Beurteilungs- und Gestaltungsspielraum pflichtgemäß Gebrauch gemacht.

155 Das Ermessen war dem Zweck der Ermächtigung entsprechend auszuüben, § 40 VwVfG. Zu den Zwecken zählen insbesondere die benannten Berücksichtigungsgebote. Nach Art. 28 Abs. 2 Unterabs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 waren demnach der Standpunkt der polnischen Regulierungsbehörde, mögliche Auswirkungen des Projekts auf den Wettbewerb sowie das wirksame Funktionieren des Gasbinnenmarktes zu berücksichtigen, außerdem nach Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) 2017/459 etwaige wirtschaftliche Risiken der Investitionen für gefangene Kunden.

156 Zur Überzeugung der Beschlusskammer ist der Projektantrag nicht mit negativen Auswirkungen für Wettbewerb und Gasmarkt verbunden. Insbesondere sind keine nachteiligen Auswirkungen auf bereits bestehende Infrastruktur zu befürchten, sollte der Projektantrag umgesetzt werden.

Die Interessen gefangener Kunden sind durch die Wirtschaftlichkeitsprüfung vollumfänglich gewahrt.

4. Nebenentscheidungen (Tenor zu 2.)

157 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 26.04.2021

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzer

Dr. Christian Schütte

Dr. Ulrike Schimmel

Roland Naas