



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 in Form eines Kapazitätsupgrades am Netzkopplungspunkt Lubmin II an der Marktgebietsgrenze zwischen der Russischen Föderation beziehungsweise dem Nord Stream 2-Leitungssystem und dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe

gegenüber der FLUXYS Deutschland GmbH, Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 1 -

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

- Antragstellerin zu 2 -

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

- Antragstellerin zu 3 -

gegenüber der ONTRAS Gastransport GmbH, Maximilianallee 4, 04129 Leipzig, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 4 -

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

durch

den Vorsitzenden Dr. Christian Schütte,

die Beisitzerin Dr. Ulrike Schimmel

und den Beisitzer Roland Naas

am 26.04.2021 beschlossen:

1.) Der Projektantrag (Anlage 1 dieses Beschlusses) für ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität in Form eines Kapazitätsupgrades am Einspeisepunkt Lubmin II an der Marktgebietsgrenze zwischen der Russischen Föderation beziehungsweise dem Nord Stream 2-Leitungssystem und dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) wird mit folgenden Änderungen genehmigt:

- a) Das maßgebliche Angebotslevel entspricht der Anlage 2 dieses Beschlusses.
- b) Der § 3 Nr. 3 S. 1 der Ergänzenden Geschäftsbedingungen ist in folgender Fassung zu verwenden:

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

Anstelle der beantragten Anlage 1 der Ergänzenden Geschäftsbedingungen (Sonderkündigungsrecht) ist die folgende Klausel zu verwenden:

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

c) Der Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse oder der Zielerlöse der Fernleitungsnetzbetreiber wird pro Buchungsszenario in folgender Höhe festgelegt:

Buchungsszenario 4	851.704.697 €
Buchungsszenario 8	739.897.261 €
Buchungsszenario 11	652.457.318 €
Buchungsszenario 13	598.488.057 €
Buchungsszenario 15	542.105.578 €
Buchungsszenario 17	507.068.227 €
Buchungsszenario 18	489.053.519 €
Buchungsszenario 19	569.323.190 €
Buchungsszenario 22	426.886.968 €
Buchungsszenario 23	413.437.947 €
Buchungsszenario 25	385.536.040 €
Buchungsszenario 26	397.861.166 €
Buchungsszenario 27	375.526.225 €
Buchungsszenario 28	406.003.057 €
Buchungsszenario 30	366.880.940 €
Buchungsszenario 31	362.890.992 €

d) Der f-Faktor wird pro Buchungsszenario in folgender Höhe festgelegt:

Buchungsszenario 4	0,96
Buchungsszenario 8	0,96
Buchungsszenario 11	0,95
Buchungsszenario 13	0,95
Buchungsszenario 15	0,94
Buchungsszenario 17	0,94
Buchungsszenario 18	0,94
Buchungsszenario 19	0,95
Buchungsszenario 22	0,93
Buchungsszenario 23	0,93
Buchungsszenario 25	0,92
Buchungsszenario 26	0,92
Buchungsszenario 27	0,92
Buchungsszenario 28	0,93
Buchungsszenario 30	0,92
Buchungsszenario 31	0,92

e) Der obligatorische Mindestaufschlag wird pro Buchungsszenario in folgender Höhe festgelegt:

Buchungsszenario 4	17,90 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 8	15,41 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 11	13,30 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 13	12,11 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 15	10,74 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 17	9,97 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 18	9,58 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 19	11,46 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 22	8,12 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 23	7,83 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 25	7,13 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 26	7,40 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 27	6,92 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 28	7,67 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 30	6,73 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 31	6,65 €/kWh/h/a

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

Buchungsszenario 4	817.636.510 €
Buchungsszenario 8	710.301.371 €
Buchungsszenario 11	619.834.453 €
Buchungsszenario 13	568.563.655 €
Buchungsszenario 15	509.579.244 €
Buchungsszenario 17	476.644.134 €
Buchungsszenario 18	459.710.308 €
Buchungsszenario 19	540.857.031 €
Buchungsszenario 22	397.004.881 €
Buchungsszenario 23	384.497.291 €
Buchungsszenario 25	354.693.157 €
Buchungsszenario 26	366.032.273 €
Buchungsszenario 27	345.484.127 €
Buchungsszenario 28	377.582.844 €
Buchungsszenario 30	337.530.465 €
Buchungsszenario 31	333.859.713 €

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 Marktgebietsgrenze zwischen der Russischen Föderation (nachfolgend RU) und dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (nachfolgend THE) und sieht die Aufwertung von teilweise bereits gebuchten dynamisch zuordenbaren Kapazitätsprodukten (DZK1 und DZK2) in ein frei zuordenbares Kapazitätsprodukt (FZK) am Netzkopplungspunkt Lubmin II vor.
- 2 Das deutsche Marktgebiet THE verfügt mit den Netzkopplungspunkten Greifswald und Lubmin II über Einspeisepunkte, an denen Erdgas aus der Russischen Föderation (RU) mittels der Hochdruckleitungssysteme Nord Stream und der im Bau befindlichen Nord Stream 2 übergeben wird beziehungsweise zukünftig übergeben werden soll. Für das Gaswirtschaftsjahr 2025/26 werden am Einspeisepunkt Lubmin II folgende Kapazitätsprodukte ausgewiesen.

Produkt	Technische Kapazität GWJ 2025/26		Zuordnungsaufgabe	Angrenzende Bilanzierungszone
	GASCADE	Fluxys D Gasunie ONTRAS jeweils		
FZK	1.344.000 kWh/h(*)	-	-	-
DZK	22.543.324 kWh/h	7.365.640 kWh/h	Deutschneudorf-EUGAL	Net4Gas, Tschechien
			VIP Brandov-GASPOOL	Net4Gas, Tschechien
DZK1	338.652 kWh/h	957.056 kWh/h	Bunde	GTS, Niederlande
			Drohne NOWAL	NetConnect Germany
DZK2	2.931.020 kWh/h	1.197.075 kWh/h	Deutschneudorf-EUGAL	Net4Gas, Tschechien
			Bunde	GTS, Niederlande
			Drohne NOWAL	NetConnect Germany
			Zone Oude Statenzijl	GTS, Niederlande
			VIP Brandov-GASPOOL	Net4Gas, Tschechien
DZK3	1.010.000 kWh/h	330.000 kWh/h	Deutschneudorf	Net4Gas, Tschechien
			Deutschneudorf-New-HSK-1	Net4Gas, Tschechien
			VIP Brandov-GASPOOL	Net4Gas, Tschechien
DZK4	2.222.000 kWh/h	726.000 kWh/h	Deutschneudorf	Net4Gas, Tschechien
			Deutschneudorf-EUGAL	Net4Gas, Tschechien
			VIP Brandov-GASPOOL	Net4Gas, Tschechien
DZK5	4.273.311 kWh/h	1.396.230 kWh/h	Olbernhau II	Net4Gas, Tschechien
			VIP Brandov-GASPOOL	Net4Gas, Tschechien

Tabelle 1: Übersicht Lubmin II - Produkte und technische Kapazität GWJ 2025/26; Angaben zur technischen Kapazität gemäß Veröffentlichung des jeweiligen FNB mit Stand vom 26.02.2021;

(*) Von GASCADE ist der unzutreffende Betrag von 3.323.274 kWh/h veröffentlicht

(1) Unverbindliche Marktnachfragen

- 3 Vom 01.07.2019 bis zum 26.08.2019 gab die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) namens der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) 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.
- 4 Bezogen auf den hier relevanten Einspeisepunkt Lubmin II ging eine unverbindliche Marktnachfrage in Höhe von 6.474.599 kWh/h von aktuell gebuchten DZK1- und DZK2-Produkten ein, die in ein frei zuordenbares Kapazitätsprodukt (FZK) aufgewertet werden sollen.

Anbieter der FNB	Flussrichtung	Gaswirtschaftsjahr (GWJ)	Produkt	Technische Kapazität GWJ 2025/26 in kWh/h	Bereits gebuchter Betrag in kWh/h	Ziel-Kapazitätsprodukt	Gebuchter, aufzuwertender Teil in kWh/h
GASCADE	Entry	2025/26 bis 2037/38	DZK 1	338.652	338.652	FZK	338.652
GASCADE	Entry	2025/26 bis 2037/38	DZK 2	2.931.020	2.931.020	FZK	2.931.020
FluxysD	Entry	2025/26 bis 2037/38	DZK 1	957.056	110.649	FZK	110.649
FluxysD	Entry	2025/26 bis 2037/38	DZK 2	1.197.075	957.660	FZK	957.660
Gasunie	Entry	2025/26 bis 2037/38	DZK 1	957.056	110.649	FZK	110.649
Gasunie	Entry	2025/26 bis 2037/38	DZK 2	1.197.075	957.660	FZK	957.660
ONTRAS	Entry	2025/26 bis 2037/38	DZK 1	957.056	110.649	FZK	110.649
ONTRAS	Entry	2025/26 bis 2037/38	DZK 2	1.197.075	957.660	FZK	957.660

Tabelle 2: Eingegangene Marktnachfragen für Upgrades der DZK1 und DZK2 an Lubmin II; Angaben zur technischen Kapazität gemäß Veröffentlichung des jeweiligen FNB mit Stand vom 26.02.2021

- 5 Die Nachfrage der Aufwertung von bereits kontrahierten Kapazitätsprodukten (DZK1 und DZK2) in FZK-Produkte wurde an die Bedingung geknüpft, dass die Anfragen für Kapazitätsaufwertungen von allen Fernleitungsnetzbetreibern zusammen bearbeitet werden sollen.

(2) Analyse der Marktnachfragen

- 6 Am 21.10.2019 veröffentlichten die Antragstellerinnen einen umfassenden Bericht über die Marktnachfrageanalyse bezüglich der Einspeisepunkte Greifswald und Lubmin II. Sie kündigten die Einleitung mehrerer Projekte an.

https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/MDAR_Zyklus_2019-2021/MDAR_Russische_F%C3%B6deration_THE_deu.pdf
Link mit Stand vom 19.11.2020

- 7 Es wurden Nachfragen sowohl für gänzlich neu zu schaffende, zusätzliche Kapazitäten – diese lauteten auf DZK mit der Zuordnungsaufgabe zur niederländischen Markttragumgrenze sowie auf FZK – als auch Nachfragen nach qualitativer Aufwertung bestehender, teilweise bereits kontrahierter DZK nach FZK festgestellt. Unter den Anfragen nach qualitativer Produktaufwertung waren solche für den Einspeisepunkt Greifswald sowie für den im hiesigen Verfahren maßgeblichen, in **Tabelle 2** dargestellten Einspeisepunkt Lubmin II.

(3) Planungsphase und Konsultation

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

https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/zyklus_2019_2021/konsultation/Russische_F%C3%B6deration_-_THE_Lubmin_II_/Konsultationsdokument_Lubmin_2_de.pdf
Link mit Stand vom 19.11.2020

- 9 Die Antragstellerinnen trennten im Rahmen der technischen Studien die oben unter *(2) Analyse der Marktnachfragen* genannten Marktnachfragen auf und betrachteten im zu konsultierenden Projektvorschlag die Marktnachfrage nach der Produktaufwertung am Netzkopplungspunkt Lubmin II separat. Diese Anfrage wurde vom GWJ 2025/26 bis einschließlich GWJ 2037/38 gestellt. Die Bereitstellung der Kapazität sei aufgrund umfangreicher Ausbaumaßnahmen zur Realisierung des Kapazitätsupgrades allerdings erst ab GWJ 2027/28 möglich.
- 10 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. Daher betrachteten die Antragstellerinnen 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 unverbindlich angefragten Kapazitäten gebucht würden und der Wirtschaftlichkeitstest 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 Treibenergiekosten fand im Rahmen des Konsultationsdokuments nicht statt.

- 11 In Summe betragen die Investitionen auf dem Leitungsabschnitt der NEL östlich der Absperrstation Achim ca. 870 Mio. Euro zuzüglich ca. 20 Mio. Euro für Treibgas und westlich der Absperrstation Achim in Summe ca. 118 Mio. Euro. Hinzu kommen auf dem Leitungsabschnitt MIDAL ca. 2,7 Mrd. Euro zuzüglich ca. 33 Mio. Euro für Treibgas. Einige Maßnahmen sind bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (veröffentlicht am 01.07.2020, im Weiteren: NEP) enthalten und werden somit bei den Kosten für den Ausbau der neu zu schaffenden Kapazitäten nicht berücksichtigt. Im Konsultationsdokument werden lediglich die zusätzlichen Investitionen dargestellt.
- 12 Im Nachgang der Konsultation und nach Einreichung des Projektantrags 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 bezüglich des Kapazitätsupgrades am Kopplungspunkt Lubmin II. 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

- 13 Mit Schreiben vom 07.10.2020 haben die Antragstellerinnen der Beschlusskammer ihren Projektantrag zur Genehmigung vorgelegt.
- 14 Gegenüber dem im Sommer konsultierten Entwurf enthält der vorgelegte Projektantrag einige Abweichungen. So wurden nunmehr in den technischen Studien anstelle von 63 nur noch 47 Buchungsszenarien betrachtet, denen jeweils eine andere Kombination unverbindlich angefragter Kapazitäten zugrunde liegt. Für jede Anfrage ergeben sich demnach statt 32 nur noch 24 Szenarien von Kombinationen mit Anfragen an den anderen Marktraumgrenzen.
- 15 Weiterhin haben sich die Kosten der zusätzlichen Investitionen auf der NEL östlich der Absperrstation Achim von 870 Mio. Euro auf 665 Mio. Euro und auf der MIDAL von 2,7 Mrd. Euro auf 2,06 Mrd. Euro verringert.

- 16 Der für den Wirtschaftlichkeitstest herangezogene Referenzpreis wurde gegenüber dem Konsultationsdokument von 3,78 €/((kWh/h)/Jahr aufgrund der zwischenzeitlich veröffentlichten Festlegung REGENT 2021 der Bundesnetzagentur vom 11.09.2020 auf 3,73 €/((kWh/h)/Jahr für das Marktgebiet THE korrigiert.
- 17 Der Projektantrag enthält insbesondere die folgenden Informationen:
1. Eine Aufstellung des geplanten Angebots gebündelter Jahreskapazitätsprodukte, die dem vorgelegten Projektantrag als Anlage beigefügt war.¹
 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 Fernleitungsnetzbetreibers 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 427.866.734 € und 900.621.218 €.
 - 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 0,70 bis 0,86 (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 6,97 €/((kWh/h)/a) und 32,50 €/((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 Berechnungs-Tools ergeben sich die Barwerte in Verbindung mit der im Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität je nach denkbaren Buchungsszenario zwischen 299.506.714 € und 774.534.248 €.

¹ Das dort dargestellte Angebotslevel war Gegenstand späterer Änderungen (vgl. Anlage 2 dieses Beschlusses), auf die im vorliegenden Beschluss an späterer Stelle näher eingegangen wird.

18 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 1 dieses Beschlusses) Bezug genommen.

(5) Vollständigkeitsprüfung und Nachforderungen

19 Die Beschlusskammer hat den Projektantrag in der Fassung vom 07.10.2020 zunächst auf Vollständigkeit geprüft. Auf Grundlage verschiedener Gespräche mit den Antragstellerinnen und Nachforderungen der Beschlusskammer im Zeitraum zwischen Oktober 2020 und März 2021 ergänzten oder konkretisierten die Antragstellerinnen einzelne der zugrunde gelegten Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung sowie die Annahmen bezüglich der unterschiedlichen Buchungsszenarios, das Angebotslevel und die Ergänzenden Geschäftsbedingungen (EGB). In der Folge haben die Antragstellerinnen und andere FNB Veränderungen beim hiesigen Vorhaben sowie bei weiteren Projekten zur Schaffung neuer Kapazität, welche mit dem hiesigen Vorhaben in Zusammenhang stehen, vorgenommen:

20 Nach Auffassung der Beschlusskammer waren insbesondere bei den Parametern des Wirtschaftlichkeitstests ergänzende Erläuterungen und Korrekturen durch die Antragstellerinnen 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.

21 Die Beschlusskammer informierte die Antragstellerinnen 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 den Antragstellerinnen (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.

22 Darüber hinaus forderte die Beschlusskammer die Antragstellerinnen mit Schreiben vom 12.01.2021 bzw. 20.01.2021 auf, die gegenwärtige Buchungssituation der DZK-Produkte sowie weitere Erläuterungen und Begründungen zu den von den Antragstellerinnen beim f-Faktor in Ansatz gebrachten Buchungsannahmen einzureichen. Mit Schreiben vom 19.01.2021 lieferten die Antragstellerinnen die angeforderten DZK-Buchungen nach.

23 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 den Antragstellerinnen 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.

- 24 Mit Schreiben vom 03.02.2021 lieferten die Antragstellerinnen die angeforderten zusätzlichen Erläuterungen bzw. Begründungen zu ihren Buchungsannahmen innerhalb der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Projektes nach. Darüber hinaus übersandten die Antragstellerinnen mit Schreiben vom 11.02.2021 weitere Informationen hinsichtlich des Angebotslevels und der Bestimmung der Investitions- sowie der Treibenergiekosten. Im Laufe des Februars 2021 wurden weitere korrigierte Angebotslevel von den Antragstellerinnen übersandt.
- 25 Im Nachgang zum Termin am 27.01.2021 legten die Antragstellerinnen, 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, 2 und 4 zum Projektantrag vor (Szenariomatrix, Angebotslevel 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 zum Angebotslevel, 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 legten die Antragstellerinnen schließlich letztmalig eine neue tabellarische Übersicht zur Treibenergiekostenberechnung vor, bezogen auf die unterschiedlichen Buchungsszenarien und bestimmte Netzbereiche bzw. Anlagen (Verdichterstationen, VDS).
- 26 Im Anschluss an ein erneutes Gespräch mit den Antragstellerinnen und weiteren FNB am 11.03.2021 reichten die Antragstellerinnen mit Schreiben vom 16.03.2021 die noch fehlende Anlage zu den Ergänzenden Geschäftsbedingungen nach, aus der sich die Bestimmung der Entgelt Höchstgrenze zur Ausübung des Sonderkündigungsrechts ergibt.
- 27 Die Beschlusskammer erklärte den Projektantrag gegenüber den Antragstellerinnen mit Schreiben vom 18.03.2021 für vollständig. Am 24.03.2021 fand ein Gespräch zwischen der Beschlusskammer und den Antragstellerinnen sowie weiteren FNB statt, das im Schwerpunkt der Vorbereitung der förmlichen Anhörung diente.

(6) Abstimmung und Beteiligung

- 28 Die Bundesnetzagentur hat die Landesregulierungsbehörden Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Hessen und Sachsen, in deren Gebiet die Antragstellerinnen ihren Sitz haben, am 25.11.2020 über das Verfahren informiert.
- 29 Die Beschlusskammer hat den Antragstellerinnen jeweils mit Schreiben vom 01.04.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Darüber hinaus hat die Beschlusskammer den Landesregulierungsbehörden und dem Bundeskartellamt ebenfalls mit Schreiben vom 01.04.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 30 Die Landesregulierungsbehörde Niedersachsen und das Bundeskartellamt haben jeweils mit Schreiben vom 08.04.2021 auf eine Stellungnahme verzichtet. Die Landesregulierungsbehörden Nordrhein-Westfalen, Hessen und Sachsen haben von der Möglichkeit der Stellungnahme keinen Gebrauch gemacht.
- 31 Die Antragstellerinnen haben jeweils mit Schreiben vom 14.04.2021 (Antragstellerin zu 1) sowie vom 15.04.2021 (Antragstellerinnen zu 2, 3 und 4) Stellung genommen. Die Antragstellerinnen kritisieren gemeinsam 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 Antragstellerinnen auch für Transporte, welche aus dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenzeresultieren, zusätzlichen Verdichtereinsatz. Darüber hinaus bemängeln die Antragstellerinnen, 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*“). Ferner solle aus Sicht der Antragstellerinnen zu 2, 3 und 4 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. Gemeinschaftlich kritisieren die Antragstellerinnen zudem 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“). So sei die Einkürzung der Buchungsprognose ab dem Jahr 2042 (Antragstellerin zu 3) bzw. 2050 (Antragstellerinnen zu 1, 2 und 4) 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. Die Antragstellerin zu 3 wendet sich mit dem zusätzlichen Argument gegen die Reduzierung der Buchungsprognosen, dass Methan in nicht unerheblichem Maß in Industrieprozessen genutzt werde und daher eine Wahrscheinlichkeit für seinen Transport über das Jahr 2050 hinaus bestehe.

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

II.

33 Der Projektantrag der Antragstellerinnen für ein Projekt für neu zu schaffende Gastransportkapazität in Form eines Kapazitätsupgrades konnte genehmigt werden, dies jedoch nur unter Änderung des Angebotslevels, 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 Angebotslevel, Ergänzenden Geschäftsbedingungen und Parametern war abzulehnen.

1. Rechtsgrundlage

34 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

35 Die formellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor.

2.1. Zuständigkeit

36 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

37 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

38 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 07.10.2020 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

39 Vor dem Erlass der Entscheidung ist den Antragstellerinnen gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i. V. m. § 67 Abs. 1 EnWG Im Zeitraum vom 01.04.2021 bis zum 15.04.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

2.5. Abstimmung mit der russischen Regulierungsbehörde

40 Die Abstimmung der vorliegenden Entscheidung mit der russischen Regulierungsbehörde war nicht erforderlich und ist nicht erfolgt.

41 Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 hat die Bundesnetzagentur sich zwar vor und während des Verfahrens mit der betreffenden Regulierungsbehörde eines Mitgliedstaats auszutauschen und die Genehmigungsentscheidung mit ihr abzustimmen. Sofern, wie vorliegend, Einspeisepunkte aus Drittländern betroffen sind gilt dies jedoch nur, wenn ein entsprechender Beschluss der maßgeblichen Regulierungsbehörde vorliegt, Art. 2 Abs. 1 Satz 2 Verordnung (EU) 2017/459. Dies ist vorliegend nicht gegeben.

2.6. Beteiligung weiterer Behörden

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

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

3. Materielle Genehmigungsvoraussetzungen

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

45 Der Anwendungsbereich der Art. 22ff. der Verordnung (EU) 2017/459 ist trotz zweier Abweichungen vom idealtypischen Verfahren eröffnet.

46 Zum einen erfolgt die Projektierung allein bezogen auf die Einspeiseseite in das zukünftige deutsche Marktgebiet THE. Regelfall wäre die beidseitig koordinierte Projektierung mitsamt gebündelter Kapazitätsvermarktung, da das Verfahren für neu zu schaffende Kapazität sich gemäß Art. 2 Abs. 1 S. 1, 26 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 auf Kopplungspunkte bezieht. Dies sind nach Art. 3 Nr. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 Netzpunkte entweder zwischen benachbarten Einspeise-Ausspeisesystemen europäischer Mitgliedsstaaten oder zwischen einem Einspeise-Ausspeisesystem und einer Verbindungsleitung, an denen die Verordnung regelmäßig auf

beiden Seiten verbindlich ist. Seit Änderung der Legaldefinition von Verbindungsleitungen² ist auch der jenseits des Einspeisepunktes Lubmin II im deutschen Küstenmeer gelegene Abschnitt des Nord Stream 2-Leitungssystems eine Verbindungsleitung. Der Punkt Lubmin II galt bislang als Einspeisepunkt aus einem Drittland (vgl. Art. 2 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/459) und könnte künftig ein Kopplungspunkt sein; dies ist aber abhängig von künftigen Marktgebietszuordnungen. Jedenfalls aber ist das Nord Stream 2-Leitungssystem weder in Betrieb noch wird zur hier maßgeblichen Jahresauktion 2021 eine Vermarktung von Kapazitäten erfolgen. Zudem beziehen sich Marktnachfrage und damit verbundene Netzausbaumaßnahmen allein auf die Einspeiseseite in das deutschlandweite Marktgebiet THE. Dem Zweck des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität entspricht es, Transportkunden in diesem Fall auf Seiten des Marktgebiets THE die Nachfrage von einseitiger Projektierung und von Netzausbau zu ermöglichen.

- 47 Zum anderen hat das Projekt nicht die klassische Erhöhung der Summe der verbindlichen Kapazität an dem betroffenen Einspeisepunkt zum Ziel, sondern die qualitative Aufwertung vorhandener bedingt verbindlicher Kapazität. Auch insoweit ist eine Anwendung der Art. 22ff. der Verordnung (EU) 2017/459 gerechtfertigt: Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber bieten neben fester, frei zuordenbarer Kapazität (FZK) weitere verbindliche Kapazitätsprodukte an, bei denen der Netzzugang auf fester Basis von Bedingungen abhängig ist. So gewährleistet die feste, dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) die unterbrechungsfreie Nutzung nur, soweit sie für bilanziell ausgeglichene Ein- und Ausspeisungen an vorbestimmten Netzpunkten genutzt wird. Hingegen wird in der Verordnung (EU) 2017/459 lediglich zwischen verbindlichen und unterbrechbaren Kapazitäten unterschieden. Aufgrund dieser Produkte ist die Marktnachfrage im deutschlandweitem Marktgebiet THE nicht allein anhand der Quantität von Kapazität, sondern auch deren Qualität zu messen ist. In § 13 Abs. 2 GasNZV kommt zum Ausdruck, dass Inhabern von Kapazitäten mit unterbrechbaren Anteilen die Aufwertung in – verfügbare - höherwertige Kapazitätsprodukte zu ermöglichen ist. Konsequenterweise ist hiernach auch, ein „Kapazitätssupgrade“ in - bislang nicht verfügbare - höherwertige Kapazitätsprodukte im Wege des Netzausbaus zu ermöglichen, sofern damit keine finanziellen Belastungen anderer Transportkunden oder gefangener Kunden einhergehen. Das Verfahren für neu zu schaffende Kapazität gewährleistet dies im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsprüfung.

² Art. 3 der Verordnung (EU) 2017/459 i. V. m. Art. 2 Nr. 17 der Richtlinie 2009/73/EG in der Fassung auf Grund der Richtlinie (EU) 2019/692 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt

- 48 Die Entscheidung erfolgt somit unter Würdigung der in Art. 28 Abs. 1 Verordnung (EU) 2017/459 benannten Aspekte des Projektantrags, wobei den vorstehenden Abweichungen vom idealtypischen Verfahren Rechnung getragen wird:
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**).
- 49 Die Beschlusskammer hat bei ihrer Entscheidung darüber hinaus die Ziele und Zwecke des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität sowie die maßgeblichen Berücksichtigungsgebote beachtet (hierzu unter **3.8**).

3.1. Angebotslevel

- 50 Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 war das von den Antragsstellerinnen ursprünglich im Projektantrag vorgelegte Angebotslevel (Anlage 1 des Beschlusses) nicht genehmigungsfähig und ein darauf gerichteter Antrag abzulehnen. Stattdessen wird gemäß Tenorziffer 1.) a) das Angebotslevel genehmigt, das sich aus Anlage 2 dieses Beschlusses ergibt. Diese Fassung entspricht den regulatorischen Anforderungen und spiegelt die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität wider (hierzu unter **3.1.2.**).
- 51 Als Angebotslevel wird die Summe aus verfügbarer Bestandskapazität und der durch einen möglichen Netzausbau neu zu schaffenden Kapazität eines Kopplungspunktes bezeichnet (Art. 3 Nr. 5

der Verordnung (EU) 2017/459). Fernleitungsnetzbetreiber können innerhalb eines Projektes verschiedene Netzausbauszenarien entwerfen, die sich in der Höhe der jeweils neu geschaffenen Kapazität unterscheiden. 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 Kapazitätsprodukte

- 52 Das Angebotslevel entspricht in der hier genehmigten Fassung (Anlage 2 dieses Beschlusses) den rechtlichen Anforderungen. Wie bereits unter 3. ausgeführt, kommt für das projektierte, einseitige Kapazitätsupgrade eine Ermittlung von Angebotslevels für gebündelte Kapazitätsprodukte gemäß Art. 29 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 nicht in Betracht. Auch die Vorgaben des Art. 11 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/459 sind nur bedingt anwendbar:

[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;
C	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;
D	ist die zuvor verkaufte technische Kapazität, bereinigt um die Kapazität, die gemäß den geltenden Verfahren für das Engpassmanagement erneut angeboten wird;
E	ist die für das jeweilige Jahr gegebenenfalls vorhandene zusätzliche Kapazität;
F	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.

- 53 An die Stelle der vorstehenden Berechnung anzubietender Kapazität tritt bei einem Projekt zur Aufwertung von Bestandskapazitäten die Ermittlung des gewünschten Umfangs an aufzuwertender Kapazität sowie die Ermittlung der zur Aufwertung verfügbaren Kapazität. Ein Projekt zur Kapazitätsaufwertung ist bis zu der Höhe möglich, zu der der Transportkunde über Transportverträge

des aufzuwertenden Kapazitätsproduktes für den gesamten bislang vermarkteten Zeitraum verfügt. Die gewünschte Aufwertung kann hier durch Buchung der neu zu schaffenden Kapazität (aufgewertetes Produkt) erfolgen. Mit dieser Maßgabe geht einher, dass die maximal zulässige Höhe für Kapazitätsaufwertungen nicht der technischen Kapazität des Netzknotens entspricht, sondern im Regelfall geringer ausfällt: jener Anteil der bedingt verbindlichen Kapazität, der aufgrund von Reservierungsquoten noch keinem Netznutzer zugewiesen werden durfte, kommt für Aufwertungen im hier beschriebenen Sinne nicht in Betracht. So ergibt sich für Projekte zur Aufwertung von Produkten die nachfolgende **Tabelle 3**, bei der die relevanten Informationen zur Bestimmung der anzubietenden Kapazität (Spalte VII) durch die Spalten I bis VI ermittelt wird. Für die Gaswirtschaftsjahre ab 2039/40 sind keine Buchungen vorhanden. Dieser Effekt widerspricht in der hier genehmigten Fassung des Angebotslevels nicht der zuvor dargestellten Systematik, weil in der letzten Auktion für Jahresstandardkapazitätsprodukte die Gaswirtschaftsjahre 2039/40, 2040/41 und 2041/42 nicht angeboten wurden und somit der Projektinitiator keine Möglichkeit hatte, für diesen Zeitraum über das Niveau der aufzuwertenden Kapazität Buchungen zu tätigen.

- 54 Der Projektantrag sieht ein einziges Angebotslevel und damit eine einzige Ausbauvariante vor. Gegenüber der ursprünglich beantragten Fassung im Projektantrag (vgl. Anlage 1 des Beschlusses) enthält das Angebotslevel keinen Ausweis von fester, frei zuordenbarer Kapazität. Die Antragstellerinnen planen bereits mit einer unternehmerischen Entscheidung über das derzeit vorhandene Niveau zusätzliche feste, frei zuordenbare Kapazität am gegenständlichen Netzkopplungspunkt auszuweisen. Diese zusätzliche und zunächst noch im beantragten Angebotslevel enthaltene Ausweisung von Basiskapazität findet jedoch in Projekten für Aufwertungen technischer Kapazität keine Anwendung, da diese Kapazität bereits die höchste technische Güte besitzt und technisch nicht weiter aufgewertet werden kann. Die Antragstellerin zu 3 hat hierauf konsekutiv die unverbindliche Marktnachfrage bereits teilweise planerisch realisiert, weshalb ein nur noch geringerer Ausweis aufzuwertender Kapazität genehmigt werden soll (hierzu unter **3.1.2.**). Im Austausch mit den Antragstellerinnen ist daher ein abweichendes Angebotslevel (Anlage 2 dieses Beschlusses) mit der Herausnahme von festen, frei zuordenbaren Basiskapazitäten erstellt worden.

	I	II	III	IV	V	VI	VII
	technische DZK1 zur Aufwertung zu FZK	technische DZK2 zur Aufwertung zu FZK	von I: Umfang der Buchungen des Projektinitiators	von II: Umfang der Buchungen des Projek initiators	durch Projekt geschaffene technische FZK (Upgraded DZK)	von V: zurückgehaltene neu geschaffene FZK (Upgraded DZK)	Summe anzubietender Kapazität im Angebotslevel
GWJ 27/28	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 28/29	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 29/30	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 30/31	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 31/32	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 32/33	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 33/34	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 34/35	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 35/36	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 36/37	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 37/38	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 38/39	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	5.217.844 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h
GWJ 39/40	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h	1.043.569 kWh/h	4.174.275 kWh/h
GWJ 40/41	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h	1.043.569 kWh/h	4.174.275 kWh/h
GWJ 41/42	670.599 kWh/h	4.547.245 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	5.217.844 kWh/h	1.043.569 kWh/h	4.174.275 kWh/h

Tabelle 3: Ermittlung der Angebotslevels

- 55 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. Aufgrund der einseitigen Projektierung sind allein diese Vorgaben maßgeblich. Die zurückzuhaltenden Anteile sind gemäß der Spalte VI nur für die Gaswirtschaftsjahre ausgewiesen, in denen die aufzuwertende Kapazität nicht vollständig durch den Projektinitiator gebucht ist. Da die betriebliche Nutzung erst zum Gaswirtschaftsjahr 2027/28 beginnen soll, 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 ab dem Gaswirtschaftsjahr 2039/40.
- 56 Das Angebotslevel ist unter Berücksichtigung des zulässigen Vermarktungszeitraums erstellt. Gemäß Art. 11 Abs. 3 S. 1 Verordnung (EU) 2017/459 dürfen Angebotslevel für Jahreskapazität, sollte neu zu schaffende Kapazität angeboten werden, einen Zeitraum von maximal 15 Jahren nach dem Beginn der betrieblichen Nutzung umfassen. Die Inbetriebnahme ist im Zeitplan des Projektantrags mit Wirkung zum Gaswirtschaftsjahr 2027/28 vorgesehen. Folglich dürfen die Kapazitätsprodukte bis einschließlich des Gaswirtschaftsjahres 2041/42 angeboten werden.

3.1.2. Angebotslevel - Widerspiegeln der Marktnachfrage

- 57 Das Angebotslevel spiegelt die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität in Form eines Kapazitätsupgrades wider.

- 58 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.
- 59 Die in **Tabelle 3** aufgeführten Kapazitätsbeträge erfüllen diese Anforderungen, weil die unverbindliche Nachfrage, dargestellt in **Tabelle 2**, grundsätzlich vollständig ermöglicht wird. Lediglich das Upgrade der DZK1 bei Antragstellerin zu 3 fällt geringer aus als die Nachfrage. Dies ist im Ergebnis jedoch unschädlich. Wie aus **Tabelle 1** ersichtlich, bietet die Antragstellerin zu 3 inzwischen in Höhe von 1.344.000 kWh/h FZK als Bestandskapazität an. Die Bereitstellung dieser Kapazität ist nicht von zukünftigem Netzausbau abhängig. Sie resultiert aus neuen Netzberechnungen und geänderten Allokationen vorhandener Kapazität zu Netzpunkten. Auf diese Weise konnte die Antragstellerin zu 3 Teile der im Zeitpunkt der Marktnachfrage 2019 angebotenen DZK-Produkte durch FZK ohne Netzausbau ersetzen. Insoweit erübrigt sich das nachgefragte Upgrade, der Transportkunde kann nach § 13 Abs. 2 GasNZV seine bereits erworbenen DZK-Produkte bereits heute in bestehende FZK-Produkte umwandeln.
- 60 Darüber hinaus ist unschädlich, dass entgegen der unverbindlichen Nachfrage das Upgrade nicht schon ab dem Gaswirtschaftsjahr 2025/26 bereitgestellt wird. Die Nachfrage soll im Rahmen weiterer zusammenhängender Incremental-Anfragen projiziert werden. Eine frühere Inbetriebnahme erscheint hiernach nicht tunlich und die Verzögerung in der Sache angemessen.
- 61 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 Antragstellerinnen 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-Zyklus 2019/2021 zu reagieren. Es sei anzuzweifeln, ob die tatsächliche Nachfrage so gedeckt werden könne.
- 62 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 Antragstellerinnen kein hinreichend konkreter Anlass, weitere Angebotslevel für etwaige Buchungshöhen zu entwerfen. Ein solcher Anlass folgt auch nicht aus dem Wunsch der Projektinitiatorin, ihre Nachfragen für verschiedene Grenzen gemeinsam zu betrachten. Die Antragstellerinnen haben hierzu 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.

- 63 Schließlich konnten die Antragstellerinnen dem Wunsch der GPE auch aus zeitlichen Gründen nicht entsprechen. Die Stellungnahme wurde eingereicht, nachdem die Antragstellerinnen den Projektantrag bei der Beschlusskammer zur Genehmigung vorgelegt hatten.

3.2. Ergänzende Geschäftsbedingungen

- 64 Die Genehmigung konnte gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 unter Berücksichtigung der Änderung gemäß Tenorziffer 1.) b) 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.) b) – mit den regulatorischen Vorgaben vereinbar.
- 65 Gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 haben die Antragstellerinnen 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 [...]“*.
- 66 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 Antragstellerinnen, die Interessen der den Netzausbau nachfragenden Netznutzer und schließlich die Interessen der Gesamtheit der Netznutzer und „gefangenen“ Kunden in Ausgleich zu bringen.
- 67 Die Beschlusskammer hat sich dem Zweck der Regelung entsprechend auf eine Prüfung der EGB beschränkt, also auf Abweichungen und Ergänzungen verglichen mit den regulären allgemeinen Geschäftsbedingungen. Anderenfalls 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).

- 68 Für maßgeblich hält die Beschlusskammer hiernach die §§ 3 und 4 EGB. Sie sind mit den regulatorischen Vorgaben vereinbar und erscheinen nach den vorgenannten Maßstäben angemessen. Sowohl § 3 als auch § 4 EGB bewirken eine stärkere Bindung an die Transportverträge. Sie dienen hiermit nicht allein den Interessen des Netzbetreibers, sondern dem in Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 genannten Ziel: Es soll verhindert werden, dass „gefangene“ Kunden den wirtschaftlichen Risiken des Projekts ausgesetzt werden. Eine solche Gefahr besteht grundsätzlich, weil die Teilnehmer der Kapazitätszuweisungsphase mit ihren Buchungen über die Projektumsetzung und damit die Investitionen des Fernleitungsnetzbetreibers entscheiden. Wenn Zahlungsverpflichtungen später entfielen, hätten „gefangene“ Kunden die Kosten des Ausbaus im Wege steigender Netzentgelte zu tragen. Die §§ 3 und 4 EGB bewirken somit eine Verknüpfung zum Schutz der übrigen Netznutzer: Die Transportkunden verpflichten den Fernleitungsnetzbetreiber durch Buchungen zum Netzausbau, haben im Gegenzug aber auch die wirtschaftlichen Risiken der Projektumsetzung zu übernehmen. Die Grenze der Risikoübernahme bilden jedenfalls vom Fernleitungsnetzbetreiber zu vertretende Fälle (vgl. für Verzögerungen: § 4 Nr. 4 S. 4 EGB).
- 69 Der § 3 Nr. 3 EGB betrifft das Sonderkündigungsrecht bei Erhöhungen des spezifischen Kapazitätsentgelts. Eine Kündigung ist nach § 3 Nr. 3 EGB in Verbindung mit der Anlage 1 dieser EGB – insoweit einschränkend gegenüber der Regelung des § 25 AGB (Anlage 1 der KoV) – nur für Leistungszeiträume möglich, in denen das spezifische Kapazitätsentgelt die ausgewiesene Entgelthöchstgrenze übersteigt. Diese Regelung erscheint sachgerecht. Zugunsten der gefangener Kunden schließt sie aus, dass zeitlich begrenzte Entgeltüberschreitungen zu einem Wegfall von Zahlungspflichten für eigentlich nicht betroffene Zeiträume führen.
- 70 Gemessen an dem Ziel, andere Transportkunden und „gefangene Kunden“ nicht mit den Risiken des Projekts zu belasten (vgl. Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) 2017/459), hält die Beschlusskammer jedoch die Regelungen für unzureichend, die in § 3 Nr. 3 S. 1 EGB in Verbindung mit der Anlage 1 der EGB die Entgelthöchstgrenze für Sonderkündigungsrechte bestimmen. Die Genehmigung des Projektantrags wird daher unter der Änderung erteilt, dass die in Tenorziffer 1.) b) genannten Klauseln verwendet werden.
- 71 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 Preisauflschläge aus Auktionen – für ein jeweiliges Jahr stärker erhöhen als der Verbraucherpreisindex. Anknüpfungspunkt ist hiernach die Änderung der vertraglichen Äquivalenz zum Nachteil des Transportkunden. Sie ist an der Gesamtheit der geschuldeten Entgelte zu messen.

- 72 Nach der durch die Antragstellerinnen vorgelegten Regelung wäre ein Transportvertrag hingegen kündbar, wenn die Schwelle der zulässigen Erhöhung nur hinsichtlich eines Teils der geschuldeten Gegenleistung, nämlich dem nach regulatorischen Vorgaben gebildeten Kapazitätsentgelt, überschritten wird. Etwaige Auktions- und Mindestaufschläge würden ohne Inflationierung in die Ermittlung der Entgelthöchstgrenze eingehen. Anders gewendet: Kündigungen wären hiernach auch möglich, wenn die Erhöhung bezogen auf die Gesamtheit der geschuldeten Entgelte kleiner ausfiele als die Erhöhung des maßgeblichen Verbraucherpreisindexes.
- 73 Die vorgelegte Regelung erscheint deshalb – auch wenn sie das Kündigungsrecht auf den spezifischen Zeitraum der Überschreitung beschränkt – teilweise als Abweichung vom Erfordernis gesamtvertraglicher Äquivalenzstörung (§ 25 AGB, Anlage 1 der KoV). Das hält die Beschlusskammer im Lichte der Interessen Dritter nicht für sachgerecht. Zwar mögen Erhöhungen des spezifischen Kapazitätsentgelts nicht (allein) im Projekt begründet sein; sehr wohl darin begründet ist jedoch, dass im Kündigungsfalle neben dem spezifischen Kapazitätsentgelt auch ein etwaiger obligatorischer Mindestaufschlag nicht mehr vereinnahmt würde.
- 74 Die nach Tenorziffer 1.) b) zu verwendende Klausel bezieht die für eine Kündigung maßgebliche Entgelthöchstgrenze daher auf die Entgelte einschließlich eines etwaigen obligatorischen Mindestaufschlags, multipliziert mit der Veränderung des Verbraucherpreisindexes des Leistungszeitraums zu dem VPI des Jahres 2022. Dieser Ansatz wird auch nicht durch die Stellungnahmen der Antragstellerinnen zu 2, 3 und 4 jeweils 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. Selbst wenn die Klausel im Nachgang gerichtlich angegriffen würde, wie von der Antragstellerin zu 2 befürchtet, hält die Beschlusskammer 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 gleichlautende Anregung der Antragstellerinnen, eine klarere Formulierung des § 3 Nr. 3 Satz 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.

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

3.3. Projektzeitplan

- 78 Der mit dem Projektantrag vorgelegte Zeitplan wird genehmigt. Nach diesem sollen alle technischen Maßnahmen im Oktober 2027 in Betrieb genommen und die angefragte Kapazität soll ab dem Gaswirtschaftsjahr 2027/28 zur Verfügung stehen.
- 79 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.
- 80 Die Planungs- und Bauzeit der erforderlichen Investitionen zur Bereitstellung der Kapazitäten am GÜP Lubmin II 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

- 81 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).
- 82 Gemäß Art. 22 Abs. 3 S. 1 Verordnung (EU) 2017/459 wird ein Projekt nur weiterverfolgt, wenn die Wirtschaftlichkeitsprüfung eines Angebotslevels auf beiden Seiten des Kopplungspunktes zu einem positiven Ergebnis führt. Aufgrund der Unanwendbarkeit der Vorgaben der Verordnung EU 2017/459 in Russland (vgl. 3. Materielle Genehmigungsvoraussetzungen) reicht es vorliegend indes aus, wenn ausschließlich die Wirtschaftlichkeitsprüfung des Angebotslevels auf der deutschen Einspeiseseite des Kopplungspunktes zu einem positiven Ergebnis führt, um das Projekt weiterzuverfolgen. Zu einem positiven Ergebnis kommt die Prüfung gemäß Art. 22 Abs. 2 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459, wenn der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen (vereinfacht: die zusätzlichen Einnahmen innerhalb der Auktionen für die neu zu schaffenden Kapazitäten) mindestens dem durch den f-Faktor definierten Anteil des Barwerts der geschätzten Erhöhung der zulässigen (Ziel)Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber entspricht.

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

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

83 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

84 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.

85 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

- 86 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 Antragstellerinnen enthält ein einziges Angebotslevel, welches neu zu schaffende Kapazitäten in Höhe von 5,2 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.
- 87 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 Polen bzw. weitere Nachfragen an anderen russischen Einspeisepunkten) führen teilweise zu Engpässen an derselben Stelle im Netz, wie für die Darstellung der hier vorliegenden Nachfrage nach einem Produktupgrade der Einspeisekapazität an der russisch-deutschen Marktgebietsgrenze (RU-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.
- 88 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 Antragstellerinnen betrachten 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 Antragstellerinnen in folgender Szenariomatrix dargestellt haben:

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 4: Szenariomatrix

- 89 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.
- 90 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

- 91 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von den Antragstellerinnen im ursprünglichen Projektantrag vom 07.10.2020 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.) c), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter Barwert vom 07.10.2020	genehmigter Barwert gemäß Tenorziffer 1.) c)
Buchungsszenario 4	900.621.218 €	851.704.697 €
Buchungsszenario 8	816.150.673 €	739.897.261 €
Buchungsszenario 11	738.163.523 €	652.457.318 €
Buchungsszenario 13	702.358.725 €	598.488.057 €
Buchungsszenario 15	618.025.506 €	542.105.578 €
Buchungsszenario 17	599.580.654 €	507.068.227 €
Buchungsszenario 18	556.631.626 €	489.053.519 €
Buchungsszenario 19	647.393.591 €	569.323.190 €
Buchungsszenario 22	497.384.182 €	426.886.968 €
Buchungsszenario 23	495.988.889 €	413.437.947 €
Buchungsszenario 25	460.850.167 €	385.536.040 €
Buchungsszenario 26	464.431.737 €	397.861.166 €
Buchungsszenario 27	437.306.504 €	375.526.225 €
Buchungsszenario 28	465.865.998 €	406.003.057 €
Buchungsszenario 30	436.067.283 €	366.880.940 €
Buchungsszenario 31	427.866.734 €	362.890.992 €

- 92 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.
- 93 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

- 94 Die Antragstellerinnen haben im Projektantrag basierend auf Plankostensätzen des Entwurfs des NEP Gas 2020-2030 für die von ihnen 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 Antragstellerinnen 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

- 95 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.
- 96 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.
- 97 Für die Verteilung der Kosten der einzelnen Ausbaumaßnahmen analysierten die Antragstellerinnen 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 im hiesigen Projekt nicht notwendig, da die Netzinfrastuktur bereits durch das heutzutage darstellbare DZK-Produkt ausreichend vorhanden ist. Allerdings sind beispielhaft die Ausbauten entlang des Netzabschnitts „MIDAL-Süd“ für

alle Projekte – auch das hiesige – 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 musste. Dieser Ansatz der Kostenaufteilung ist sachgerecht und plausibel.

Investitionskostenermittlung pro Netzausbaumaßnahme

- 98 Wie oben bereits erläutert, haben die Antragstellerinnen 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.
- 99 Innerhalb des Verfahrens haben die Antragstellerinnen 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.
- 100 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, haben die Antragstellerinnen 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 Antragstellerinnen 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 den Antragstellerinnen 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.

- 101 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 haben die Antragstellerinnen auch nicht glaubhaft dargelegt, dass ausnahmsweise die Plankostensätze des NEP Gas für bestimmte Ausbaumaßnahmen auf Grund besonderer Umstände zu niedrig angesetzt wären. Im Gegenteil haben die Antragstellerinnen in der Gesamtbetrachtung der einzelnen Ausbaumaßnahmen (jeweils 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.
- 102 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

- 103 Die Antragstellerinnen haben im Projektantrag jährliche Treibenergiekosten angesetzt. Für die Ermittlung der durch die Nutzung der neu zu schaffenden Kapazitäten notwendigen Treibenergiekosten hinterlegten die Antragstellerinnen einen Transportpfad bis zur Übergabe der Gasmengen an der innerdeutschen Marktgebietsgrenze zwischen dem Marktgebiet GASPOOL und dem Marktgebiet NetConnect 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.
- 104 Entlang des Transportpfades ermittelten die Antragstellerinnen, 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.

- 105 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 haben die Antragstellerinnen pro Szenario (vgl. 3.4.1) individuell die gesamten zusätzlichen Treibenergiekosten bestimmt und dann bei Szenarien, wo mehr als eine Marktrumgrenze einen positiven Wirtschaftlichkeitstest aufweist, entsprechend anhand der hinzukommenden projektspezifischen Nutzungen die ermittelten zusätzlichen Treibenergiekosten anteilig pro Projekt bestimmt. Grundsätzlich ist dieses Vorgehen sachgerecht.
- 106 Allerdings haben die Antragstellerinnen auch dem Projekt für neu zu schaffender Kapazität an der dänischen Grenze anteilige Treibenergiekosten zugeschlüsselt. Dies ist nicht sachgerecht. Die Antragstellerinnen haben 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.
- 107 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 Antragstellerinnen tragen 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.
- 108 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 den Antragstellerinnen angesetzten Treibenergiekosten ausschließlich auf das hiesige und die übrigen Projekte an der russischen Marktraumgrenze sowie das Projekt an der polnischen Marktraumgrenze verteilt. Bezüglich der Verteilung ist die Beschlusskammer

grundsätzlich dem Ansatz der Antragstellerinnen 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.

- 109 Die im Rahmen der Anhörung des Beschlussentwurfes von den Antragstellerinnen vorgebrachte Kritik hinsichtlich der von der Beschlusskammer vorgenommenen Umverteilung der Treibenergiekosten überzeugt nicht. Nur bei der Bestimmung der Investitionskosten ist der von den Antragstellerinnen 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.
- 110 Die Antragstellerinnen verkennen 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 Antragstellerinnen bei der Bestimmung der jährlichen Treibenergiekosten. Von diesem physikalischen Ansatz ausgehend schreiben die Antragstellerinnen 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 den Antragstellerinnen 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 Antragstellerinnen stellen 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 den Antragstellerinnen bezeichneten Engpasszone Nord stammen müssen, je nach Szenario (vgl. 3.4.1) aus einer Einspeisung im Rahmen des hiesigen Projekts.

- 111 Hinzu kommt, dass es bei dem von den Antragstellerinnen gewählten Ansatz höchst unplausibel erscheint, dass die für das Buchungsszenario 1 (ausschließliche Realisierung des Projekts an der dänisch-deutschen Grenze, vgl. Tabelle 5: 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 Gas-mengen aus dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze jeweils auch zusätzliche Gas-mengen 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 Gas-mengen aus dem hiesigen Projekt und dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze, vgl. Tabelle 5: Szenariomatrix) in Höhe von 775.000 € niedriger, gegenüber den ermittelten Treibenergiekosten in Höhe von 875.000 € des Szenario 1 (zusätzliche Gas-mengen ausschließlich aus dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze, vgl. Tabelle 5: Szenariomatrix) ausfallen. Dies spricht ebenfalls nicht für den Kostenverteilungsansatz der Antragstellerinnen.
- 112 Darüber hinaus haben die Antragstellerinnen für den Verdichterstandort „NEL-Mitte“ im hiesigen Projekt keine Treibenergiekosten angesetzt. Vorliegend handelt es sich nicht um ein klassisches Projekt zur Schaffung neuer Kapazitäten, sondern um ein Projekt, in dem durch den Netzausbau eine Kapazitätsproduktaufwertung von DZK zu FZK erfolgen soll (vgl. 3. Materielle Genehmigungsvoraussetzungen). Für den Transport auf Basis der gegenwärtig gebuchten DZK-Produkte entlang der Leitungsabschnitte der NEL stellen die zu zahlenden Entgelte der gebuchten DZK-Produkte bereits heute einen sachgerechten Kostenbeitrag zur Deckung der Treibenergieaufwendungen dar. Die Einnahmen dieser gebuchten DZK-Produkte werden bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung in diesem Projekt nicht herangezogen. Insofern ist es grundsätzlich sachgerecht, innerhalb dieses Verfahrens keine weiteren Treibenergiekosten anzusetzen. Dadurch wird eine Doppelbezahlung durch die Transportkunden der neu zu schaffenden, höherwertigen Kapazität vermieden.
- 113 Allerdings sind gegenwärtig die aufzuwertenden DZK-Produkte nur für den Zeitraum vom GWJ 2027/28 bis zum GWJ 2038/39 gebucht. Für den Zeitraum ab dem GWJ 2039/40 liegen keine Buchungen vor, sodass sich keine Einnahmen bzw. Kostenträgungen für die Treibenergie-nutzung beim Verdichterstandort „NEL-Mitte“ ergeben. Insofern sind für den Zeitraum ab dem GWJ 2039/40 Treibenergiekosten zu ermitteln und in diesem Projekt für die entsprechenden, zu-künftig hinterlegten Buchungszeiträume anzusetzen. Dies hat die Beschlusskammer auf Basis der von den Antragstellerinnen am 05.03.2021 übermittelten Treibenergiekostenrechnung für den Verdichterstandort „NEL-Mitte“ durchgeführt. Dazu hat sie den jeweils von den Antragsstellerin-nen grundsätzlich für Transporte im Bestandsnetz angesetzten Leistungsbedarf anteilig herange-zogen und mit den entsprechenden Leistungsfaktoren, Vollaststunden und Energiepreisen multi-pliziert. Somit ergeben sich auch für die Zeiträume, in denen gegenwärtig keine Buchungen von DZK-Produkten vorliegen, sachgerechte Treibenergiekostenansätze.

3.4.2.3 Barwertbestimmung

- 114 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).
- 115 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

- 116 Der von den Antragstellerinnen beantragte geschätzte Referenzpreis in Höhe von 3,73 €/kWh/a wird genehmigt.
- 117 Gemäß Art. 25 Abs. 1 lit. a), 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 ist für den Zeithorizont des ersten Angebots neu zu schaffender Kapazität der geschätzte Referenzpreis zu genehmigen. Die Beschlusskammer überprüft den von den Antragstellerinnen beantragten geschätzten Referenzpreis lediglich auf Plausibilität. Ist dieser nicht plausibel, legt die Beschlusskammer den geschätzten Referenzpreis gemäß Art. 25 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 abweichend vom Antrag fest.
- 118 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

119 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von den Antragstellerinnen im ursprünglichen Projektantrag vom 07.10.2020 beantragten f-Faktoren einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) d), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter f-Faktor vom 07.10.2020	genehmigter f-Faktor gemäß Tenorziffer 1.) d)
Buchungsszenario 4	0,86	0,96
Buchungsszenario 8	0,84	0,96
Buchungsszenario 11	0,83	0,95
Buchungsszenario 13	0,82	0,95
Buchungsszenario 15	0,79	0,94
Buchungsszenario 17	0,79	0,94
Buchungsszenario 18	0,77	0,94
Buchungsszenario 19	0,80	0,95
Buchungsszenario 22	0,74	0,93
Buchungsszenario 23	0,74	0,93
Buchungsszenario 25	0,72	0,92
Buchungsszenario 26	0,72	0,92
Buchungsszenario 27	0,71	0,92
Buchungsszenario 28	0,73	0,93
Buchungsszenario 30	0,71	0,92
Buchungsszenario 31	0,70	0,92

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

121 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 Ausbauplanen 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.

122 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

123 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.

124 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

125 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 vollständigen Buchung der neu zu schaffenden Kapazitäten innerhalb der zurückgehaltenen Kapazitäten ist sachgerecht. Aufgrund der Besonderheit dieses Projektes zur Kapazitätsaufwertung sind bereits gegenwärtig sämtliche DZK-Produkte bis ein-

schließlich des GWJ 2038/39 vollständig ausgebucht. Eine – wie von den Antragstellerinnen vorgenommene – Fortschreibung dieses vollständigen Buchungsansatzes bis einschließlich zum GWJ 2041/42 erscheint plausibel.

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

- 126 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 Antragstellerinnen setzen für diesen Zeitraum ebenfalls umfangreiche zukünftige Buchungen an. Ab dem 16. Jahr (GWJ 2042/43) bis zum GWJ 2052/53 gehen die Antragstellerinnen 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 setzen die Antragstellerinnen einen Ausbuchungsgrad in Höhe von 65 % an. Sie begründen die Buchungsannahmen mit der hohen Bedeutung der Infrastruktur im Energiemarkt und auch in einem zukünftigen Wasserstoffmarkt.
- 127 Für die Beschlusskammer ist jedoch nicht ersichtlich, dass die von den Antragstellerinnen 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.
- 128 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 Netzinfrastruktur 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.

- 129 Die Antragstellerinnen haben 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 den Antragstellerinnen nicht widerlegt. Gemäß den Ausführungen der Antragstellerinnen im Rahmen der Anhörung könnte zwar zukünftig eine gemeinsame europäische Regulierung von Erdgas und Wasserstoff kommen. Selbst wenn dies ausbliebe, wäre aus Sicht der Antragstellerinnen 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 liefern die Antragstellerinnen 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 den Antragstellerinnen aufgezeigten Szenarien weiterhin als bloße Vermutung ein. Ebenso wahrscheinlich erscheint es, wie auch die Antragstellerin zu 3 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 den Antragstellerinnen 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“.

130 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

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

132 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.

133 Die Antragstellerinnen haben 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 Antragstellerinnen.

134 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.

135 Zudem ist zu beachten, dass im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsprüfung ausschließlich die im Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen (Ziel)Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigten Kosten durch die Einnahmen der Buchungen der Netznutzer von Kapazitäten aus dem Angebotslevel refinanziert werden. 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 - im Sinne eines effizienten Netzausbaus - ausbaumindernd berücksichtigt. Entlang der Netzabschnitte der NEL kann für die Produktaufwertung die bereits bestehende Netzinfrastruktur genutzt werden, mit der die gegenwärtigen DZK-Produkte dargestellt werden. Allerdings erfolgt nach Ablauf der bestehenden Buchungen zum 01.10.2039 keine Kostentragung bezüglich dieser Bestandsinfrastruktur, da innerhalb der Wirtschaftlichkeitsprüfung die – teilweise prognostizierten – Einnahmen ausschließlich zur Deckung der neu zu schaffenden Netzinfrastruktur angesetzt werden.

136 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

137 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von den Antragstellerinnen im ursprünglich Projektantrag vom 07.10.2020 beantragten obligatorischen Mindestaufschläge einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) e), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter obligatorischer Mindestaufschlag vom 07.10.2020	genehmigter obligatorischer Mindestaufschlag gemäß Tenorziffer 1.) e)
Buchungsszenario 4	32,50 €/kWh/h/a	17,90 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 8	27,94 €/kWh/h/a	15,41 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 11	23,73 €/kWh/h/a	13,30 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 13	21,80 €/kWh/h/a	12,11 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 15	17,24 €/kWh/h/a	10,74 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 17	16,25 €/kWh/h/a	9,97 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 18	13,93 €/kWh/h/a	9,58 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 19	18,83 €/kWh/h/a	11,46 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 22	10,73 €/kWh/h/a	8,12 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 23	10,65 €/kWh/h/a	7,83 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 25	8,76 €/kWh/h/a	7,13 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 26	8,95 €/kWh/h/a	7,40 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 27	7,48 €/kWh/h/a	6,92 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 28	9,03 €/kWh/h/a	7,67 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 30	7,42 €/kWh/h/a	6,73 €/kWh/h/a
Buchungsszenario 31	6,97 €/kWh/h/a	6,65 €/kWh/h/a

138 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 den Antragstellerinnen 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.

139 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 verbindlichen Zusagen der Netznutzer erreicht werden. Zumindest, sofern es in der Auktion des Angebotslevels nicht zu zusätzlichen Auktionsaufschlägen auf Grund von (partiellen) Übernachfragen kommt. Ob es zu (partiellen) Übernachfragen und somit Auktionsaufschlägen kommt, kann vor der Auktion nicht gesichert festgestellt werden und insofern kann dieser Aspekt auch nicht gesichert unterstellt werden. Im vorliegenden Projektantrag besteht die Notwendigkeit der Erhebung obligatorischer Mindestaufschläge bei der Vermarktung der neu zu schaffenden Kapazitäten, da ansonsten die Wirtschaftlichkeitstests nicht positiv ausfallen könnten.

- 140 Die Reduktionen der individuellen obligatorischen Mindestaufschläge resultieren aus den zwei folgenden gegenläufigen Effekten: Zum einen ergab sich eine Erhöhung der obligatorischen Mindestaufschläge, da die Beschlusskammer abweichend zum Projektantrag die jeweiligen f-Faktoren mit höheren Werten genehmigt hat. Zum anderen reduzierten sich die obligatorischen Mindestaufschläge aufgrund der von der Beschlusskammer abweichend zum Projektantrag jeweils genehmigten niedrigeren Werten der Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse, wobei der letzte Effekt den ersten überkompensiert.

3.4.6. Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer

- 141 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von den Antragstellerinnen im ursprünglichen Projektantrag vom 07.10.2020 beantragten Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) f), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter Barwert vom 07.10.2020	genehmigter Barwert gemäß Tenorziffer 1.) f)
Buchungsszenario 4	774.534.248 €	817.636.510 €
Buchungsszenario 8	685.566.566 €	710.301.371 €
Buchungsszenario 11	612.675.725 €	619.834.453 €
Buchungsszenario 13	575.934.155 €	568.563.655 €
Buchungsszenario 15	488.240.150 €	509.579.244 €
Buchungsszenario 17	473.668.717 €	476.644.134 €
Buchungsszenario 18	428.606.353 €	459.710.308 €
Buchungsszenario 19	517.914.873 €	540.857.031 €
Buchungsszenario 22	368.064.295 €	397.004.881 €
Buchungsszenario 23	367.031.778 €	384.497.291 €
Buchungsszenario 25	331.812.121 €	354.693.157 €
Buchungsszenario 26	334.390.851 €	366.032.273 €
Buchungsszenario 27	310.487.618 €	345.484.127 €
Buchungsszenario 28	340.082.179 €	377.582.844 €
Buchungsszenario 30	309.607.771 €	337.530.465 €
Buchungsszenario 31	299.506.714 €	333.859.713 €

- 142 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.
- 143 Vorliegend handelt es sich nicht um kein klassisches Projekt zur Schaffung neuer Kapazitäten, sondern um ein Projekt, in dem durch den Netzausbau eine Kapazitätsproduktaufwertung von DZK zu FZK erfolgen soll (vgl. 3. Materielle Genehmigungsvoraussetzungen). Insofern ist dies in der Wirtschaftlichkeitsprüfung zu berücksichtigen. Für die Bestimmung der Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer, welche sich aus der Vermarktung der Kapazitäten aus dem Angebotslevel ergebenen, ist daher sachgerechter Weise nur die Entgeltdifferenz zwischen den neu zu schaffenden FZK-Produkten gegenüber den bereits gebuchten DZK-Produkten anzusetzen. Nur für die Zeiträume in der Zukunft, in denen keine Buchungen von DZK-Produkten vorliegen, ist – wie ansonsten grundsätzlich üblich – der hier genehmigte vollständige Referenzpreis für die Bestimmung der Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer anzusetzen. Folglich ergibt sich für den 15-Jahres-Zeitraum der verbindlichen Buchungen folgende „angepasste spezifischen Kapazitätsentgelte“:

Q4 2027	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2028	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2029	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2030	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2031	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2032	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2033	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2034	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2035	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2036	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2037	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2038	0,75 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2039	1,37 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2040	3,73 €/(kWh/h)/a
Kalenderjahr 2041	3,73 €/(kWh/h)/a
Q1 bis Q3 2042	3,73 €/(kWh/h)/a

- 144 Pro Buchungsszenario (Kombination an positiven Wirtschaftlichkeitstests eines oder mehrerer Projekte) ergeben sich somit die oben genannten individuellen Barwerte. In dieser jeweiligen Höhe sind die Barwerte sachgerecht und plausibel hergeleitet. Aufgrund der teilweise gemeinsamen Ausbauplanen 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). Die Berechnung der Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer kann mit Hilfe des Wirtschaftlichkeits-Tools nachvollzogen werden. Die grundsätzliche Erhöhung der individuellen Barwerte resultiert aus den zwei folgenden

gegenläufigen Effekten: Zum einen ergab sich eine Reduktion, da die Beschlusskammer abweichend zum Projektantrag jeweils niedrigere Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse genehmigt hat. Zum anderen erhöhten sich die Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer aufgrund der von der Beschlusskammer abweichend zum Projektantrag jeweils genehmigten höheren f-Faktoren, wobei der letzte Effekt den ersten überkompensiert.

3.5. Verlängerung des Vermarktungszeitraums

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

3.6. Alternativer Zuweisungsmechanismus

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

3.7. Festpreis

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

3.8. Berücksichtigungsgebote

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

149 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 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.

150 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.)

151 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