



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 ein Projekt für neu zu schaffende Gastransportkapazität bezüglich der Grenze zwischen der Russischen Föderation beziehungsweise den Nord Stream- und Nord Stream 2 -Leitungssystemen einerseits und dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) andererseits

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

- Antragstellerin zu 4 -

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

- Antragstellerin zu 5 -

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 28.04.2021 beschlossen:

1.) Der Projektantrag in der Fassung vom 16.11.2020 (Anlage 1 dieses Beschlusses) für ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität an der Grenze zwischen der Russischen Föderation beziehungsweise den Nord Stream- und Nord Stream 2 -Leitungssystemen einerseits und dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) andererseits 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).“

Der § 4 der Ergänzenden Geschäftsbedingungen („Vertragsschluss im Rahmen des Alternativen Zuweisungsmechanismus“) ist nicht zu verwenden.

Anstelle der beantragten Anlage 1 der Ergänzenden Geschäftsbedingungen (Sonder-kündigungsrecht) 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 Verbraucherpreis-indexes (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 2	1.216.408.059 €
Buchungsszenario 6	994.766.521 €
Buchungsszenario 10	812.973.118 €
Buchungsszenario 11	961.263.693 €
Buchungsszenario 12	1.080.421.952 €
Buchungsszenario 16	757.856.344 €
Buchungsszenario 19	900.375.342 €
Buchungsszenario 20	1.018.573.626 €
Buchungsszenario 22	688.658.538 €
Buchungsszenario 23	948.556.416 €
Buchungsszenario 24	900.814.576 €
Buchungsszenario 26	643.692.937 €
Buchungsszenario 28	921.960.369 €
Buchungsszenario 29	887.208.333 €
Buchungsszenario 30	867.589.180 €
Buchungsszenario 31	856.024.419 €

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

Buchungsszenario 2	0,97
Buchungsszenario 6	0,96
Buchungsszenario 10	0,95
Buchungsszenario 11	0,96
Buchungsszenario 12	0,97
Buchungsszenario 16	0,95
Buchungsszenario 19	0,96
Buchungsszenario 20	0,96
Buchungsszenario 22	0,95
Buchungsszenario 23	0,96
Buchungsszenario 24	0,96
Buchungsszenario 26	0,94
Buchungsszenario 28	0,96
Buchungsszenario 29	0,96
Buchungsszenario 30	0,96
Buchungsszenario 31	0,96

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

Buchungsszenario 2	10,79 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 6	8,32 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 10	6,31 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 11	7,96 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 12	9,34 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 16	5,74 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 19	7,32 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 20	8,57 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 22	5,02 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 23	7,83 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 24	7,33 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 26	4,48 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 28	7,55 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 29	7,18 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 30	6,98 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 31	6,86 €/(kWh/h)/a

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

Buchungsszenario 2	1.179.915.818 €
Buchungsszenario 6	954.975.861 €
Buchungsszenario 10	772.324.463 €
Buchungsszenario 11	922.813.146 €
Buchungsszenario 12	1.048.009.294 €
Buchungsszenario 16	719.963.527 €
Buchungsszenario 19	864.360.329 €
Buchungsszenario 20	977.830.681 €
Buchungsszenario 22	654.225.612 €
Buchungsszenario 23	910.614.160 €
Buchungsszenario 24	864.781.993 €
Buchungsszenario 26	605.071.361 €
Buchungsszenario 28	885.081.955 €
Buchungsszenario 29	851.720.000 €
Buchungsszenario 30	832.885.613 €
Buchungsszenario 31	821.783.443 €

g) Es ist kein alternativer Zuweisungsmechanismus zu verwenden.

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 Schaffung neuer Kapazitäten vor.
- 2 Das deutsche Marktgebiet THE verfügt über zwei Einspeisepunkte, an denen Erdgas aus der Russischen Föderation (RU) mittels der Hochdruckleitungssysteme Nord Stream (Einspeisepunkt Greifswald) und Nord Stream 2 (Einspeisepunkt Lubmin II) übergeben wird beziehungsweise zukünftig übergeben werden soll.

Fernleitungsnetzbetreiber	Kapazitätsprodukt	Techn. Kap. GWJ 2025/26
FLUXYS Deutschland GmbH	DZK1	5.437.557 kWh/h
	DZK2	1.393.729 kWh/h
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	FZK	5.745.688 kWh/h
Lubmin-Brandov Gastransport GmbH	Non regulated (BZK)	7.932.260 kWh/h
	DZK	1.146.684 kWh/h
NEL Gastransport GmbH	DZK	15.021.164 kWh/h
OPAL Gastransport GmbH	„Transit“	15.864.532 kWh/h
	DZK	4.586.737 kWh/h

Tabelle 1: Übersicht Greifswald - Produkte - Technische Kapazität GWJ 2025/26; Angaben zur technischen Kapazität gemäß Veröffentlichung des jeweiligen FNB mit Stand vom 12.03.2021

Produkt	Techn. Kap. GWJ 2025/26		Zuordnungsaufgabe	Angrenzende Bilanzierungszone
	Gascade	FluxysD 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 2: Übersicht Lubmin II - Produkte - Technische Kapazität GWJ 2025/26; Angaben zur technischen Kapazität gemäß Veröffentlichung des jeweiligen FNB mit Stand vom 26.02.2021

***Von GASCADE ist zu diesem Zeitpunkt 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 Im Rahmen dieser unverbindlichen Marktnachfrage erhielten die Antragstellerinnen für die hier maßgebliche Marktraumgrenze folgende Nachfrage:

Ein-speise-kapazi-tät	Gaswirt-schafts-jahr (GWJ)	Betrag	Kapazitätspro-dukt	Zuordnungs-auflage	Weitere Informationen
THE	2025/26 bis 2039/40	7.800.000 kWh/h	Feste, frei zuord- enbare Kapazität (FZK)		Zusammenbetrachtung beider Anfragen, auch mit Anfrage an niederländischer Grenze
	2025/26 bis 2039/40	4.100.000 kWh/h	Dynamisch zuord- enbare Kapazität (DZK)	Niederlande	Zusammenbetrachtung beider Anfragen, auch mit Anfrage an niederländischer Grenze

Tabelle 3: Eingegangene Marktnachfragen

(2) Analyse der Marktnachfragen

- 5 In dem am 21.10.2019 veröffentlichten Bericht über die Marktnachfrageanalyse kündigten die Antragstellerinnen die Einleitung eines Projektes an der Marktraumgrenze zwischen der Russischen Föderation und THE mit der Zuordnung zur niederländischen Marktraumgrenze 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

- 6 Es wurden Nachfragen sowohl für gänzlich neu zu schaffende, zusätzliche Kapazitäten – diese lauteten auf FZK sowie auf DZK mit der Zuordnungsaufgabe zur niederländischen Marktraumgrenze – als auch Nachfragen nach qualitativer Aufwertung bestehender, teilweise bereits kontrahierter Kapazität festgestellt.

(3) Planungsphase und Konsultation

- 7 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 01.10.2020 zur Konsultation.

https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/zyklus_2019_2021/konsultation/RU-THE/Konsultationsdokument_THE-RU.pdf
Link mit Stand vom 11.02.2021

- 8 Dieser Projektvorschlag beschreibt alle Maßnahmen, die notwendig sind, um die gemeinsam angefragten Kapazitäten an der Russischen Marktraumgrenze bzw. der Marktraumgrenze zu den Niederlanden zu schaffen. Es handele sich jedoch um zwei separate Projektvorschläge, die separat konsultiert werden sollen, wobei die Zuteilung der neu zu schaffenden Kapazität an der russischen Marktraumgrenze abhängig von der Zuteilung der neu zu schaffenden Kapazität zwischen dem deutschen Marktgebiet THE und dem niederländischen Marktgebiet TTF sei. Die Anfragen wurden vom GWJ 2025/26 bis einschließlich GWJ 2039/40 gestellt. Die Bereitstellung der

Kapazität sei aufgrund umfangreicher Ausbaumaßnahmen allerdings erst ab GWJ 2027/28 möglich.

- 9 Insgesamt wurden in den technischen Studien des Zyklus 2019-2021 für neu zu schaffende Kapazität 63 Szenarien betrachtet, denen jeweils eine andere Kombination unverbindlich angefragter Kapazitäten für weitere Marktgebietsgrenzen zugrunde liege. 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 der 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 Kosten werden im Folgenden 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.
- 10 Innerhalb dieses Szenarios werden die beiden getrennten Projektvorschläge an der russischen bzw. niederländischen Marktraumgrenze zusammen betrachtet, da sie gemeinsam angefragt wurden. In Summe betragen die Investitionen auf dem Leitungsabschnitt MIDAL ca. 2,7 Mrd. € zuzüglich ca. 33 Mio. € für Treibgas und auf dem Abschnitt der NEL östlich der Absperrstation Achim ca. 870 Mio. € zuzüglich ca. 19,6 Mio. € für Treibgas sowie auf dem NEL-Anschnitt westlich der Absperrstation Achim in Summe ca. 64 Mio. €. Im westlichen Teil des GUD Netzes fallen Investitionen für Ausbaumaßnahmen in Höhe von ca. 26,8 Mio. € an. Die Bestätigung dieser zuletzt genannten Maßnahmen, welche auch im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (NEP Gas) enthalten sind, war zum Zeitpunkt der Konsultation noch offen.
- 11 Im Nachgang der Konsultation kritisierte die Gazprom export LLC (im Weiteren: GPE) in ihrer Stellungnahme vom 13.10.2020, welche sowohl die Projektvorschläge an der deutschen Grenze zum Marktgebiet russische Föderation bzw. den Niederlanden, die Projektvorschläge an den Netzkopplungspunkten Greifswald und Lubmin II sowie an der Grenze zwischen Polen und Deutschland betrifft, u. a. auch einen hiesigen Projektentwurf bezüglich der neu zu schaffenden Kapazität an der Marktgebietsgrenze zwischen der Russischen Föderation und dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE). Die GPE äußerte ihre Bedenken hinsichtlich der Höhe des obligatorischen Mindestaufschlags, der zu einer Quersubventionierung der Projekte führen könne. Darüber hinaus erwarte 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

- 12 Die Antragstellerinnen haben am 16.11.2020 einen Projektantrag mit Anträgen auf Genehmigung vorgelegt, der eine Projektierung sowohl der nachgefragten 7,8 GWh/h FZK-Einspeisekapazität als auch der 4,1 GWh/h DZK-Einspeisekapazität zum Gegenstand hat.
- 13 Gegenüber dem im Sommer 2020 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.
- 14 Weiterhin haben sich die Kosten der geplanten Maßnahmen auf der Ferngasleitung NEL gegenüber dem Konsultationsdokument leicht reduziert, ebenso wie die geschätzten Kosten für die geplanten Maßnahmen auf der Ferngasleitung MIDAL; in Summe betragen die angenommenen Kosten nunmehr ca. 2,8 Mrd. €. Vor dem Hintergrund der zwischenzeitlich erfolgten Festlegung REGENT der Bundesnetzagentur vom 11.09.2020 setzen die Antragstellerinnen für den Wirtschaftlichkeitstest nunmehr einen Referenzpreis in Höhe von 3,73 €/(kWh/h)/Jahr an.
- 15 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: den **Barwert der geschätzten Erhöhung 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

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.

denkbares Buchungsszenario unterschiedliche Barwerte in Verbindung mit der im Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität zwischen 380.723.625 € und 695.533.476 €.

- 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/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 0,52 bis 0,61 (s. Anlage 4 zum Projektantrag).
- d. im Sinne des Art. 22 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: die **obligatorischen Mindestaufschläge** je nach denkbaren Buchungsszenario zwischen 0,00 €/kWh/a und 1,66 €/kWh/a (s. Anlage 4 zum Projektantrag).
- e. im Sinne des Art. 22 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: den **Barwert der für die Berechnung unterstellten Zusagen der Netznutzer** für den Abschluss von Kapazitätsverträgen. Aus 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 197.976.285 € und 422.962.472 €.

- 16 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 des Beschlusses) Bezug genommen.

(5) Vollständigkeitsprüfung und Nachforderungen

- 17 Die Beschlusskammer hat den Projektantrag in der Fassung vom 16.11.2020 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:
- 18 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 geschätz-

ten 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.

- 19 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 wurden. Nach Meinung der Beschlusskammer fehlte es hier u. a. an einer nachvollziehbaren Begründung von Abweichungen gegenüber den NEP-Standardkostensätzen.
- 20 Darüber hinaus forderte die Beschlusskammer die Antragstellerinnen mit Schreiben 20.01.2021 auf, weitere Erläuterungen und Begründungen zu den von den Antragstellerinnen beim f-Faktor in Ansatz gebrachten Buchungsannahmen einzureichen.
- 21 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. Tatsächlich wurden die deutschen FNB im Februar 2021 zum Änderungsverlangen zum NEP Gas 2020-2030, Az. 8615-NEP Gas 2020-2030, angehört, über welches am 19.03.2021 von der Bundesnetzagentur entschieden wurde. Demnach sind einzeln benannte Maßnahmen für die Versorgungssicherheit der Niederlande in den NEP Gas 2020-2030 aufzunehmen, die an den Einspeisepunkten Greifswald beziehungsweise Lubmin II einerseits und dem Ausspeisepunkt Bunde/Oude Statenzijl H-Gas andererseits zu jeweils zusätzlichen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten in Höhe von 12 GWh/h führen. Aus Sicht der FNB erübrigte sich eine weitere Berücksichtigung des Projektes an der deutsch-niederländischen Grenze bzw. der Schaffung neuer DZK im hiesigen Verfahren. Ferner stellten sie fest, dass der ursprünglich beantragte alternative Zuweisungsmechanismus (vgl. § 4 EGB, „Vertragsschluss im Rahmen des Alternativen Zuweisungsmechanismus“) im hiesigen Verfahren praktisch nicht mehr von der Nachfrage nach Kapazität im Projekt für neu zu

schaffende Kapazitäten an der Marktraumgrenze zwischen dem deutschen (THE) und dem niederländischen Marktgebiet (TTF) abhängt.

- 22 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 der Bestimmung der Investitions- sowie der Treibenergiekosten. Im Laufe des Februars 2021 wurden mehrfach korrigierte Angebotslevel von den Antragstellerinnen übersandt.
- 23 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, 3 und 4 zum Projektantrag vor (Szenariomatrix, Angebotslevel, Ergänzende Geschäftsbedingungen 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).
- 24 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.
- 25 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

- 26 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.

- 27 Die Beschlusskammer hat den Antragstellerinnen jeweils mit Schreiben vom 06.04.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Darüber hinaus hat die Beschlusskammer den Landesregulierungsbehörden und dem Bundeskartellamt ebenfalls mit Schreiben vom 06.04.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 28 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.
- 29 Die Antragstellerinnen haben jeweils mit Schreiben vom 14.04.2021 (Antragstellerin zu 1), vom 15.04.2021 (Antragstellerinnen zu 2, 3 und 4) sowie vom 16.04.2021 (Antragstellerin zu 5) 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 Grenze resultieren, 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, 4 und 5 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 (Antragstellerinnen zu 3 und 4) bzw. 2050 (Antragstellerinnen zu 1, 2 und 5) 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 Kopplungspunk-

tes 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 Antragstellerinnen zu 3 und 4 wenden 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.

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

II.

31 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, Parametern und dem alternativen Zuweisungsmechanismus war abzulehnen.

1. Rechtsgrundlage

32 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

33 Die formellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor.

2.1. Zuständigkeit

34 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

35 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

36 Der am 16.11.2020 eingegangene Antrag konnte in der Sache beschieden werden. Zwar ist nach Art. 28 Abs. 2 und 3 der Verordnung (EU) 2017/459 vorgesehen, das Genehmigungsverfahren acht Monate vor der maßgeblichen Auktion für Jahreskapazität zu beginnen, die am ersten Montag im Juli 2021 stattfinden wird (Art. 11 Abs. 4 Verordnung (EU) 2017/459). Daraus folgt jedoch keine Ausschlussfrist.

2.4. Anhörung

- 37 Vor dem Erlass der Entscheidung ist den Antragstellerinnen gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i. V. m. § 67 Abs. 1 EnWG im Zeitraum vom 06.04.2021 bis 16.04.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

2.5. Abstimmung mit der russischen Regulierungsbehörde

- 38 Die Abstimmung der vorliegenden Entscheidung mit der russischen Regulierungsbehörde war nicht erforderlich und ist nicht erfolgt.
- 39 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

- 40 Die Bundesnetzagentur hat weitere Behörden in dem gesetzlich vorgegebenen Umfang beteiligt.
- 41 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

- 42 Der Projektantrag konnte gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 mit den in Tenorziffer 1.) a) bis g) festgelegten Änderungen genehmigt werden. Die materiellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor.
- 43 Der Anwendungsbereich der Art. 22ff. der Verordnung (EU) 2017/459 ist trotz zweier Abweichungen vom idealtypischen Verfahren eröffnet.
- 44 Die Projektierung erfolgt allein bezogen auf die Einspeiseseite in das zukünftige deutsche Marktgebiet THE. Regelfall wäre eine 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 sind sowohl der jenseits des Einspeisepunktes Greifswald im deutschen Küstenmeer gelegene Abschnitt des Nord Stream-Leitungssystems als auch der jenseits des Einspeisepunktes Lubmin II im deutschen Küstenmeer gelegene Abschnitt des Nord Stream 2-Leitungssystems Verbindungsleitungen. Durch Beschluss vom 20.05.2020, Az. BK7-19-108, ist jedoch eine Ausnahme für diese Verbindungsleitung nach § 28b EnWG i. V. m. Art. 49a der Richtlinie 2009/73/EG erteilt worden. In analoger Anwendung des Art. 30 der Verordnung (EU) Nr. 705/2009 ist für die Dauer und im materiellrechtlichen Umfang der Freistellungsentscheidung auch keine Anwendung der Verordnung (EU) 715/2009 und der hierauf beruhenden Netzkodizes angezeigt. Auch 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.

- 45 Die Entscheidung erfolgt unter Würdigung der in Art. 28 Abs. 1 Verordnung (EU) 2017/459 benannten Aspekte des Projektantrags:
1. Art. 28 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: alle Angebotslevel, die die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität an den jeweiligen Kopplungspunkten aufgrund der in Art. 27 Abs. 3 Verordnung (EU) 2017/459 und in Art. 26 Verordnung (EU) 2017/459 vorgesehenen Verfahren widerspiegeln (hierzu unter **3.1**);
 2. Art. 28 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/459: die auf das Projekt bezogenen Ergänzenden Geschäftsbedingungen (hierzu unter **3.2**);
 3. Art. 28 Abs. 1 lit. c) Verordnung (EU) 2017/459: die Zeitpläne für das Projekt, einschließlich etwaiger Änderungen seit der Konsultation, sowie die Maßnahmen zur Vermeidung von Verzögerungen und zur Verringerung der Auswirkungen (hierzu unter **3.3**);
 4. Art. 28 Abs. 1 lit. d) Verordnung (EU) 2017/459: die in Art. 22 Abs. 1 Verordnung (EU) 2017/459 definierten Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung (hierzu unter **3.4**);

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*

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**).
- 46 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

- 47 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.**).
- 48 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

- 49 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:

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

Dabei gilt:

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

- 50 Der Projektantrag sieht ein einziges Angebotslevel und damit eine einzige Ausbauvariante vor. Gegenüber der ursprünglich beantragten Fassung enthält das Angebotslevel keine dynamisch zuordenbare Kapazität. Hintergrund der insoweit vom Antrag abweichenden Genehmigung ist die vom Projektantrag unabhängige Schaffung dynamisch zuordenbarer Kapazität über den deutschen Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. Im Austausch mit den Antragstellerinnen ist ein abweichendes Angebotslevel ausschließlich für feste, frei zuordenbare Einspeisekapazität erstellt worden.
- 51 Hiernach entspricht die Summe der einspeiseseitig bestehenden technischen FZK den Angaben der Spalte „**A**“ in der nachfolgenden **Tabelle 4**, die der neu zu schaffenden FZK beträgt 7.800.000 kWh/h (Spalte „**E**“). Vorhandene technische DZK-Einspeisekapazität bleibt dabei unberücksichtigt. Die nachfolgende **Tabelle 4** enthält die kumulierte Darstellung beider unter I. dargestellten Netzkopplungspunkte Greifswald und Lubmin II. Im Rahmen der Jahresauktionen erfolgt für die beiden Netzkopplungspunkte eine punktscharfe und netzbetreiberscharfe Vermarktung des Angebotslevels. Eine entsprechend detailliertere buchungspunktspezifische Auflistung des Angebotslevels ist in Anlage 2 dieses Beschlusses dargestellt.

	Art. 11 Abs. (6) NC CAM A	Art. 11 Abs. (6) NC CAM B	Art. 11 Abs. (6) NC CAM C	Art. 11 Abs. (6) NC CAM D	Art. 11 Abs. (6) NC CAM E	Art. 11 Abs. (6) NC CAM F	Angebotslevel
	technische Kapazität	zurückgehaltene Kapazität	vermarktete Kapazität	zusätzliche Kapazität	neu zu schaffende Kapazität	zurückgehaltene neu zu schaffende Kapazität	Summe an zubietender Kapazität
GWJ 27/28	8.526.110 kWh/h	1.705.222 kWh/h	5.745.688 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	7.315.200 kWh/h
GWJ 28/29	8.526.110 kWh/h	1.705.222 kWh/h	5.745.688 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	7.315.200 kWh/h
GWJ 29/30	8.526.110 kWh/h	1.705.222 kWh/h	5.745.688 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	7.315.200 kWh/h
GWJ 30/31	8.526.110 kWh/h	1.705.222 kWh/h	5.745.688 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	7.315.200 kWh/h
GWJ 31/32	8.526.110 kWh/h	1.705.222 kWh/h	4.285.688 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	8.775.200 kWh/h
GWJ 32/33	8.500.701 kWh/h	1.700.140 kWh/h	1.431.000 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	11.609.561 kWh/h
GWJ 33/34	8.500.701 kWh/h	1.700.140 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	13.040.561 kWh/h
GWJ 34/35	8.500.701 kWh/h	1.700.140 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	13.040.561 kWh/h
GWJ 35/36	8.500.701 kWh/h	1.700.140 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	13.040.561 kWh/h
GWJ 36/37	8.500.701 kWh/h	1.700.140 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	13.040.561 kWh/h
GWJ 37/38	8.500.701 kWh/h	1.700.140 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	13.040.561 kWh/h
GWJ 38/39	8.500.701 kWh/h	1.700.140 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	13.040.561 kWh/h
GWJ 39/40	8.500.701 kWh/h	1.700.140 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	13.040.561 kWh/h
GWJ 40/41	8.500.701 kWh/h	1.700.140 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	13.040.561 kWh/h
GWJ 41/42	8.500.701 kWh/h	1.700.140 kWh/h	0 kWh/h	0 kWh/h	7.800.000 kWh/h	1.560.000 kWh/h	13.040.561 kWh/h

Tabelle 4: Ermittlung des Angebotslevels

- 52 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 Spalten „B“ und „F“ korrekt benannt. 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.
- 53 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

- 54 Das Angebotslevel spiegelt die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität wider.
- 55 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.

- 56 Die in **Tabelle 4** aufgeführten Kapazitätsbeträge erfüllen diese Anforderungen, weil die unverbindliche Nachfrage nach FZK, dargestellt in **Tabelle 3**, vollständig bedient werden könnte. Nach Ansicht der Beschlusskammer ist dabei unerheblich, ob die gesamte Kapazität bereits im Zeitpunkt der Auktion für Jahreskapazität am 05.07.2021 kontrahiert werden kann. Vielmehr genügt es, wenn die von Netznutzern angefragte Transportkapazität für die jeweiligen Gaswirtschaftsjahre technisch verfügbar gemacht wird. Soweit Anteile der Kapazitäten nach den zuvor geschilderten Grundsätzen zurückzuhalten sind, steht dies einem Widerspiegeln der Nachfrage daher nicht entgegen.
- 57 Dass die in **Tabelle 3** angegebene Nachfrage nach DZK in Höhe von 4.100.000 kWh/h in dem in **Tabelle 4** dargestellten Angebotslevel nicht mehr enthalten ist, ist aus Sicht der Beschlusskammer folgerichtig. Hintergrund ist die Verbindlichkeit der Maßnahmen zur „Versorgungssicherheit der Niederlande“ gemäß Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, die eingetreten ist, als die Bundesnetzagentur in ihrer Entscheidung vom 19.03.2021, Az. 8615-NEP Gas 2020 – 2030, insoweit keine Änderungen verlangt hat. Im Rahmen der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 werden entsprechende feste, dynamisch zuordenbare Einspeisekapazitäten unabhängig von dem Ausgang des hiesigen Projektantrags geschaffen. Es ist davon auszugehen, dass über diese DZK-Einspeisekapazitäten hinaus keine Marktnachfrage besteht: Die Transportgrenze des angrenzenden Nord Stream 2-Leitungssystems werde nach Angaben der Antragstellerinnen durch die Maßnahmen im NEP Gas und die hier projektierten FZK-Einspeisekapazitäten ausgereizt.

3.2. Ergänzende Geschäftsbedingungen

- 58 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 – unter Berücksichtigung der Änderungen nach Tenorziffer 1.) b) – mit den regulatorischen Vorgaben vereinbar. Unter anderem hat die Verwendung des § 4 EGB („Vertragsschluss im Rahmen des Alternativen Zuweisungsmechanismus“) zu unterbleiben.
- 59 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 [...]“.

- 60 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.
- 61 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).
- 62 Für maßgeblich hält die Beschlusskammer hiernach die §§ 3 und 5 EGB. Sie sind – unter Berücksichtigung der Änderungen nach Tenorziffer 1.) b) - mit den regulatorischen Vorgaben vereinbar und erscheinen nach den vorgenannten Maßstäben angemessen. Sowohl § 3 als auch § 5 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 5 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: § 5 Nr. 4 S. 4 EGB).
- 63 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.

- 64 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.
- 65 Gemäß § 25 Nr. 1 und 3 AGB (Anlage 1 der KoV) ist ein Transportkunde zur Kündigung berechtigt, wenn sich die zu zahlenden Entgelte – hierzu gehören laut einer nicht abschließenden Aufzählung das spezifische Kapazitätsentgelt und Preisaufschläge aus Auktionen – für ein jeweiliges Jahr stärker erhöhen als der Verbraucherpreisindex. Anknüpfungspunkt ist hiernach die Änderung der vertraglichen Äquivalenz zum Nachteil des Transportkunden. Sie ist an der Gesamtheit der geschuldeten Entgelte zu messen.
- 66 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 Verbraucherpreisindex.
- 67 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.
- 68 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 Verbraucherpreisindex des Leistungszeitraums zu dem VPI des Jahres 2022. Dieser Ansatz wird auch nicht durch die Stellungnahmen der Antragstellerinnen zu 2, 3, 4 und 5 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.

- 69 Weitere Abweichungen nennen § 5 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 § 5 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.
- 70 Etwaige Buchungsverpflichtungen nach § 5 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 (§ 5 Nr. 3 S. 5 EGB). Es besteht somit keine Notwendigkeit, die Transportrechte tatsächlich und endgültig zu erwerben. Auch ein Sekundärhandel steht weiter offen.
- 71 Schließlich steht auch § 5 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.
- 72 Eine Verwendung des § 4 EGB („Vertragsschluss im Rahmen des Alternativen Zuweisungsmechanismus“) hat gemäß Tenorziffer 1.) b) zu unterbleiben. Der Projektantrag ist ohne Alternativen Zuweisungsmechanismus umzusetzen, vgl. Abschnitt **3.6.** dieses Beschlusses.

3.3. Projektzeitplan

- 73 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.
- 74 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.
- 75 Die Planungs- und Bauzeit der erforderlichen Investitionen zur Bereitstellung der Kapazitäten an den Kopplungspunkten Lubmin II und Greifswald 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

- 76 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).
- 77 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

78 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

79 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.

80 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

81 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 7,8 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.

82 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 neu zu schaffender 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.

83 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 5: Szenariomatrix

84 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.

85 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

86 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von den Antragstellerinnen im ursprünglichen Projektantrag vom 16.11.2020 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 16.11.2020	genehmigter Barwert gemäß Tenorziffer 1.) c)
Buchungsszenario 2	695.533.476 €	1.216.408.059 €
Buchungsszenario 6	572.527.079 €	994.766.521 €
Buchungsszenario 10	481.471.868 €	812.973.118 €
Buchungsszenario 11	481.137.792 €	961.263.693 €
Buchungsszenario 12	693.381.101 €	1.080.421.952 €
Buchungsszenario 16	453.597.549 €	757.856.344 €
Buchungsszenario 19	494.745.162 €	900.375.342 €
Buchungsszenario 20	657.323.186 €	1.018.573.626 €
Buchungsszenario 22	398.556.412 €	688.658.538 €
Buchungsszenario 23	616.379.191 €	948.556.416 €
Buchungsszenario 24	605.085.971 €	900.814.576 €
Buchungsszenario 26	380.723.625 €	643.692.937 €
Buchungsszenario 28	596.064.855 €	921.960.369 €
Buchungsszenario 29	596.056.112 €	887.208.333 €
Buchungsszenario 30	578.741.297 €	867.589.180 €
Buchungsszenario 31	572.739.665 €	856.024.419 €

87 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.

88 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

89 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

90 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.

91 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 Ausbaurkosten der höher dimensionierten Ausbaumaßnahme nun sachgerechter Weise auf zwei oder mehrere Projekte zur Schaffung neuer Kapazitäten aufgeteilt werden können.

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

Investitionskostenermittlung pro Netzausbaumaßnahme

- 93 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.
- 94 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.
- 95 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.

- 96 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.
- 97 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

- 98 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.

- 99 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.
- 100 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.
- 101 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.

- 102 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.
- 103 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.
- 104 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. *Investitionkostenermittlung 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.
- 105 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 phy-

sischer 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) auch aus einer Einspeisung im Rahmen des hiesigen Projekts.

- 106 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 Gasmengen aus dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze jeweils auch zusätzliche Gasmengen aus den anderen, mit dem dänisch-deutschen Projekt verbundenen Projekten hinzukommen. Ähnlich unplausible Kostenermittlungen finden sich auch beim Verdichterstandort Rehden wieder, wo die ermittelten Treibenergiekosten beim Szenario 8 (zusätzliche Gasmengen aus dem Projekt Lubmin II Upgrade und dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze, vgl. Tabelle 5: Szenariomatrix) in Höhe von 775.000 € niedriger, gegenüber den ermittelten Treibenergiekosten in Höhe von 875.000 € des Szenario 1 (zusätzliche Gasmengen ausschließlich aus dem Projekt an der dänisch-deutschen Grenze, vgl. Tabelle 5: Szenariomatrix) ausfallen. Dies spricht ebenfalls nicht für den Kostenverteilungsansatz der Antragstellerinnen.

3.4.2.3 Barwertbestimmung

- 107 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).

- 108 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

- 109 Der von den Antragstellerinnen beantragte geschätzte Referenzpreis in Höhe von 3,73 €/(kWh/h)/a wird genehmigt.
- 110 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.
- 111 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

112 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von den Antragstellerinnen im ursprünglichen Projektantrag vom 16.11.2020 beantragten f-Faktoren einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) d), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter f-Faktor vom 16.11.2020	genehmigter f-Faktor gemäß Tenorziffer 1.) d)
Buchungsszenario 2	0,61	0,97
Buchungsszenario 6	0,53	0,96
Buchungsszenario 10	0,52	0,95
Buchungsszenario 11	0,52	0,96
Buchungsszenario 12	0,61	0,97
Buchungsszenario 16	0,52	0,95
Buchungsszenario 19	0,52	0,96
Buchungsszenario 20	0,59	0,96
Buchungsszenario 22	0,52	0,95
Buchungsszenario 23	0,56	0,96
Buchungsszenario 24	0,55	0,96
Buchungsszenario 26	0,52	0,94
Buchungsszenario 28	0,55	0,96
Buchungsszenario 29	0,55	0,96
Buchungsszenario 30	0,53	0,96
Buchungsszenario 31	0,53	0,96

113 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.

114 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.

115 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

116 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.

117 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

118 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 Antragsstellerinnen unterstellen für die ersten 15 Jahre eine vollständige Buchung der zurückgehaltenen Kapazitäten. Diese Annahme hält die Beschlusskammer für nicht sachgerecht. Aktuell bietet im Bestand sowohl die Antragstellerin zu 2 am Netzkopplungspunkt

Greifswald, als auch die Antragstellerin zu 3 am Netzkopplungspunkt Lubmin II FZK in nennenswerter Höhe von ca. 8,5 GWh/h an. Eine Analyse der historischen und gegenwärtigen Buchungssituation dieser Bestandskapazitäten zeigt, dass die FZK zu ca. 75 % gebucht werden. Anders als zum Beispiel am Netzkopplungspunkt Mallnow werden die FZK-Produkte von den Transportkunden nicht vorrangig gegenüber den DZK-Produkten gebucht. Daher hält die Beschlusskammer eine gegenwärtige Buchungssprognose von zurückgehaltenen Kapazitäten für unsicher und wenig plausibel.

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

- 119 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.
- 120 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. sachgerecht, wobei ab dem GWJ 2050/51 aus den oben dargestellten Gründen keine Kapazitätsprognose mehr angezeigt ist. Für das GWJ 2042/43 scheint der Beschlusskammer aufgrund der Analyse der historischen und gegenwärtigen Buchung von Bestands-FZK ein Ansatz von 75 % sachgerecht.
- 121 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.

- 122 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 Antragstellerinnen zu 3 und 4 in ihren Stellungnahmen vom 15.04.2021 hinsichtlich der stofflichen Nutzung von Methan in Industrieprozessen andeuten, 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*“.

- 123 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

- 124 Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass positive externe Effekte bestehen und sich dadurch der f-Faktor weiter reduziert.
- 125 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.
- 126 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.
- 127 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.
- 128 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

bzw. durch den NEP Gas 2020-2030 neu zu schaffende Infrastruktur für die hier neu zu schaffenden Kapazitäten - im Sinne eines effizienten Netzausbaus - ausbaumindernd berücksichtigt. Entlang der Netzabschnitte der NEL kann die bereits bestehende und zusätzlich durch die im NEP Gas bestätigten Ausbaumaßnahmen hinzukommende Netzinfrastuktur genutzt werden, um anstatt der aus dem NEP Gas resultierenden DZK-Produkte die hier nachgefragten FZK-Produkte darzustellen. Allerdings erfolgt keine Kostentragung bezüglich dieser Bestands- oder durch den NEP Gas neu geschaffenen Netzinfrastuktur, da innerhalb der Wirtschaftlichkeitsprüfung die – teilweise prognostizierten – Einnahmen ausschließlich zur Deckung der im hiesigen Verfahren zusätzlich zu schaffenden Netzinfrastuktur angesetzt werden.

129 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

130 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von den Antragstellerinnen im ursprünglich Projektantrag vom 16.11.2020 beantragten obligatorischen Mindestaufschläge einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) e), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter obligatorischer Mindestaufschlag vom 16.11.2020	genehmigter obligatorischer Mindestaufschlag gemäß Tenorziffer 1.) e)
Buchungsszenario 2	1,66 €/(kWh/h)/a	10,79 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 6	0,14 €/(kWh/h)/a	8,32 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 10	0,00 €/(kWh/h)/a	6,31 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 11	0,00 €/(kWh/h)/a	7,96 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 12	1,63 €/(kWh/h)/a	9,34 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 16	0,00 €/(kWh/h)/a	5,74 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 19	0,00 €/(kWh/h)/a	7,32 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 20	1,19 €/(kWh/h)/a	8,57 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 22	0,00 €/(kWh/h)/a	5,02 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 23	0,68 €/(kWh/h)/a	7,83 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 24	0,54 €/(kWh/h)/a	7,33 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 26	0,00 €/(kWh/h)/a	4,48 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 28	0,43 €/(kWh/h)/a	7,55 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 29	0,43 €/(kWh/h)/a	7,18 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 30	0,22 €/(kWh/h)/a	6,98 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 31	0,14 €/(kWh/h)/a	6,86 €/(kWh/h)/a

- 131 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.
- 132 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.
- 133 Die Erhöhungen der individuellen obligatorischen Mindestaufschläge resultieren aus den folgenden Effekten: Erst nach der Einreichung des Projektantrags durch die Antragstellerinnen wurden die Ausbaumaßnahmen zur Schaffung von DZK-Produkten im NEP Gas 2020-2030 bestätigt, wodurch sich die von den Antragstellerinnen vorgenommene Kostenverteilung innerhalb der Projekte für neu zu schaffende Kapazitäten deutlich veränderte. Daher hat die Beschlusskammer abweichend zum Projektantrag die jeweiligen Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse mit deutlich höheren Werten genehmigt. Zusätzlich führen auch die von der Beschlusskammer abweichend zum Projektantrag genehmigten höheren f-Faktoren zu einer Erhöhung der individuellen obligatorischen Mindestaufschläge.

3.4.6. Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer

134 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von den Antragstellerinnen im ursprünglichen Projektantrag vom 16.11.2020 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 16.11.2020	genehmigter Barwert gemäß Tenorziffer 1.) f)
Buchungsszenario 2	424.275.421 €	1.179.915.818 €
Buchungsszenario 6	303.439.352 €	954.975.861 €
Buchungsszenario 10	250.365.372 €	772.324.463 €
Buchungsszenario 11	250.191.652 €	922.813.146 €
Buchungsszenario 12	422.962.472 €	1.048.009.294 €
Buchungsszenario 16	235.870.726 €	719.963.527 €
Buchungsszenario 19	257.267.485 €	864.360.329 €
Buchungsszenario 20	387.820.680 €	977.830.681 €
Buchungsszenario 22	207.249.335 €	654.225.612 €
Buchungsszenario 23	345.172.347 €	910.614.160 €
Buchungsszenario 24	332.797.285 €	864.781.993 €
Buchungsszenario 26	197.976.285 €	605.071.361 €
Buchungsszenario 28	327.835.671 €	885.081.955 €
Buchungsszenario 29	327.830.862 €	851.720.000 €
Buchungsszenario 30	306.732.888 €	832.885.613 €
Buchungsszenario 31	303.552.023 €	821.783.443 €

135 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.

136 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. Auf Grund der teilweise gemeinsamen Ausbauvorhaben für mehrere Projekte neu zu schaffender Kapazität schwankt die Höhe der Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse, je nachdem welches projektübergreifende Buchungsszenario bzw. welche Kombination an positiven Wirtschaftlichkeitstest sich nach der Auktion der neu zu schaffenden Kapazitäten ergibt (vgl. 3.4.1). Die Berechnung der Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer kann mit Hilfe des Wirtschaftlichkeits-Tools nachvollzogen werden.

137 Die Erhöhungen der individuellen Barwerte resultieren aus den folgenden Effekten: Erst nach der Einreichung des Projektantrags durch die Antragstellerinnen wurden die Ausbaumaßnahmen zur Schaffung von DZK-Produkten im NEP Gas 2020-2030 bestätigt, wodurch sich die von den Antragstellerinnen vorgenommene Kostenverteilung innerhalb der Projekte für neu zu schaffende Kapazitäten deutlich veränderte. Daher hat die Beschlusskammer abweichend zum Projektantrag

die jeweiligen Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse mit deutlich höheren Werten genehmigt. Zusätzlich führen auch die von der Beschlusskammer abweichend zum Projektantrag genehmigten höheren f-Faktoren zu einer Erhöhung der Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer.

3.5. Verlängerung des Vermarktungszeitraums

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

3.6. Alternativer Zuweisungsmechanismus

- 139 Nach Tenorziffer 1.) g) ist kein alternativer Zuweisungsmechanismus zu verwenden. In der Folge darf nicht vom Zuweisungsmechanismus abgewichen werden, der nach der Verordnung (EU) 2017/459 für Verfahren für neu zu schaffende Kapazität regelmäßig gilt. Die Tenorziffer 1.) g) ist der generelle Ausschluss, wohingegen Tenorziffer 1) b) nur die konkrete Verwendung des § 4 der Ergänzenden Geschäftsbedingungen („Vertragsschluss im Rahmen des Alternativen Zuweisungsmechanismus“) ausschließt (hierzu bereits Abschnitt **3.2.**).
- 140 Gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. f), 30 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 kann ein alternativer Kapazitätszuweisungsmechanismus vorbehaltlich der Genehmigung durch die nationale Regulierungsbehörde verwendet werden, wenn aufgrund der Marktnachfrageanalyse gemäß Art. 26 oder der Konsultation gemäß Art. 27 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/459 vernünftigerweise davon ausgegangen werden kann, dass die mehrstufige aufsteigende Preisauktion nicht geeignet ist.
- 141 Zwar haben die Antragstellerinnen einen solchen Zuweisungsmechanismus am 16.11.2020 beantragt und über § 4 EGB („Vertragsschluss im Rahmen des Alternativen Zuweisungsmechanismus“) umsetzen wollen. Jedoch haben sie im Laufe des Genehmigungsverfahrens mit Schreiben vom 04.03.2021 erklärt, dass eine Zuweisung der neu zu schaffenden Kapazität im Rahmen des hiesigen Projektantrags weder aus technischen noch aus praktischen Gründen von der Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität an der Marktraumgrenze vom deutschen Marktgebiet (THE) und dem niederländischen Marktgebiet (TTF) abhängig gemacht werden muss. Diese Auffassung teilt die Beschlusskammer. Die mehrstufige aufsteigende Preisauktion erscheint somit nicht als ungeeignet.

3.7. Festpreis

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

3.8. Berücksichtigungsgebote

- 143 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.

- 144 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.
- 145 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 4.)

- 146 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 28.04.2021

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzer

Dr. Christian Schütte

Dr. Ulrike Schimmel

Roland Naas