Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 9 BK9-20/004

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 dem dänischen Marktgebiet und dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE)

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

- Antragstellerin zu 1 -

gegenüber der Open Grid Europe GmbH, Kallenbergstraße 5, 45141 Essen,
gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 2 -

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

durch

den Vorsitzenden	Dr. Christian Schütte,
die Beisitzerin	Dr. Ulrike Schimmel
und den Beisitzer	Roland Naas

am 26.04.2021 beschlossen:

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

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

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

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

Buchungsszenario 1	695.721.268 €
Buchungsszenario 6	307.564.805 €
Buchungsszenario 7	280.318.396 €
Buchungsszenario 8	374.185.818 €
Buchungsszenario 9	310.972.564 €
Buchungsszenario 16	241.933.216 €
Buchungsszenario 17	267.115.174 €
Buchungsszenario 18	242.004.727 €
Buchungsszenario 19	285.901.174 €
Buchungsszenario 20	231.627.055 €
Buchungsszenario 21	218.369.489 €
Buchungsszenario 26	204.399.145 €
Buchungsszenario 27	187.140.166 €
Buchungsszenario 28	201.845.818 €
Buchungsszenario 29	189.923.816 €
Buchungsszenario 31	178.803.129 €

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

Buchungsszenario 1	37,22 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 6	14,38 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 7	12,77 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 8	18,30 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 9	14,58 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 16	10,51 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 17	11,99 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 18	10,52 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 19	13,10 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 20	9,91 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 21	9,13 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 26	8,30 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 27	7,29 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 28	8,15 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 29	7,45 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 31	6,80 €/(kWh/h)/a

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

Buchungsszenario 1	695.721.268 €
Buchungsszenario 6	307.564.805 €
Buchungsszenario 7	280.318.396 €
Buchungsszenario 8	374.185.818 €
Buchungsszenario 9	310.972.564 €
Buchungsszenario 16	241.933.216 €
Buchungsszenario 17	267.115.174 €
Buchungsszenario 18	242.004.727 €
Buchungsszenario 19	285.901.174 €
Buchungsszenario 20	231.627.055 €
Buchungsszenario 21	218.369.489 €
Buchungsszenario 26	204.399.145 €
Buchungsszenario 27	187.140.166 €
Buchungsszenario 28	201.845.818 €
Buchungsszenario 29	189.923.816 €
Buchungsszenario 31	178.803.129 €

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 dänisch-deutsche Grenze.

2 Das deutsche Marktgebiet GASPOOL (GP) ist mit dem dänischen Einspeise- und Ausspeisesystem der Energinet Gas TSO A/S (im Weiteren: Energinet) über den Kopplungspunkt „Ellund (GUD)“, EIC: 21Z0000000000144V, verbunden. Gleiches gilt für das deutsche Marktgebiet NetConnect Germany (NCG), dort jedoch mittels des Kopplungspunktes „Ellund OGE“, EIC: 21Z0000000000260.

3 An beiden Kopplungspunkten werden für die Zeit nach der Zusammenlegung der deutschen Marktgebiete zum Trading Hub Europe (THE) keine festen Einspeisekapazitäten ausgewiesen. Vormals angebotene feste Einspeisekapazität innerhalb des Marktgebiets GASPOOL wurde Ende 2017 für den Zeitraum ab dem 01.01.2020 auf null reduziert. Grund hierfür war das Ergebnis der Quellenanalyse im Rahmen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) 2018-2028 sowie der Betrachtung der Situation an der Verdichterstation (VDS) Ellund durch die Antragstellerin zu 1., aus der sich kein Bedarf für eine Ertüchtigung der VDS Ellund ergab.

(1) Unverbindliche Marktnachfragen

4 Vom 01.07.2019 bis 26.08.2019 gab die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber e.V. namens der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber allen Netznutzern die Gelegenheit, unverbindliche Kapazitätsnachfragen bezogen auf die deutschen Marktgebietsgrenzen einzureichen. Auf diesem Weg sollte analysiert werden, ob die von Netznutzern für eine Marktgebietsgrenze angezeigten Kapazitätsbedarfe durch die bestehende Fernleitungsnetzinfrastruktur darstellbar sind oder ob hierzu die Schaffung zusätzlicher Gastransportkapazität erforderlich ist. In ähnlicher Weise verfuhr die dänische Fernleitungsnetzbetreiberin Energinet.

5 Im Rahmen dieser unverbindlichen Marktnachfrage erhielten die Antragstellerinnen für die hier maßgebliche Marktraumgrenze folgende Nachfragen:

Von	Nach	Zeitraum	Kapazitätshöhe	Kapazitätsprodukt
Dänisches Marktgebiet	THE	GWJ 2022/23 bis GWJ 2031/32	2.800.000 kWh/h	FZK-Ausspeisekapazität: Feste, frei zuordenbare Kapazität
		GWJ 2022/23 bis GWJ 2031/32	2.500.000 kWh/h	FZK-Einspeisekapazität: Feste, frei zuordenbare Kapazität
THE	Dänisches Marktgebiet	ab GWJ 2023/24, kein Enddatum	2.280.000 kWh/h	FZK-Einspeisekapazität: Feste, frei zuordenbare Kapazität

Tabelle 1: Eingegangene Marktnachfragen

6 Die zweite unverbindliche Nachfrage nach Kapazität in Flussrichtung THE in das dänische Marktgebiet wurde nur für die dänische Seite der Grenze abgegeben und im Marktnachfragebericht (s. u.) nicht weiter berücksichtigt, da auf der betreffenden Seite der Marktgebietsgrenze ausreichend freie Kapazität zur Darstellung des Bedarfs verfügbar ist. Sie ist nicht Gegenstand des Verfahrens und dieser Entscheidung.

(2) Analyse der Marktnachfragen

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

https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/MDAR_Zyklus_2019-2021/2019_10_14_MDAR_DK_GER_dt_final_abgestimmt.pdf

Link mit Stand vom 22.12.2020

8 Vor dem Hintergrund der eingegangenen unverbindlichen Marktnachfragen betrachteten die Antragsstellerinnen gemeinsam mit der Energinet die historischen Nutzungsverläufe der betroffenen Kopplungspunkte zwischen den Entry-Exit-Systemen und analysierten die technischen Kapazitäten sowie die gebuchten festen Kapazitäten.

9 Da auf der dänischen Ausspeisseite die Summe aus gegenwärtig langfristig gebuchter fester Kapazität und der unverbindlichen Marktnachfrage unterhalb der technischen Ausspeisekapazität liegt und folglich dargestellt werden kann, leitete die Energinet auf der dänischen Seite der Marktgebietsgrenze kein Projekt zur Schaffung neuer Kapazitäten ein (S. 6 Marktnachfragebericht).

10 Die Analyse der Marknachfragen kam weiter zu dem Ergebnis, dass auf der deutschen Einspeiseseite die Summe aus gebuchter fester Kapazität und der unverbindlichen Marktnachfrage größer ist als die dort vorhandene technische Kapazität und folglich nicht dargestellt werden kann, weshalb die Antragstellerinnen ein Projekt zur Schaffung neuer Kapazitäten starteten. Konkret gingen die Antragsstellerinnen seinerzeit noch von einer technischen Kapazität in Höhe von 172.000 kWh/h aus, womit sich für die Darstellung der unverbindlich angefragten Kapazität in

Höhe von 2.500.000 kWh/h ein Bedarf an neu zu schaffender Kapazität in Höhe von 2.328.000 kWh/h ergab (S. 7 Marktnachfragebericht).

11 Separat von dieser Analyse der Antragstellerinnen untersuchte die Energinet die Situation auf der dänischen Seite der Grenze des Entry-Exit-Systems gesondert in einem Bericht, der ebenfalls am 21.10.2019 veröffentlicht wurde.

(3) Planungsphase und Konsultation

12 Im Anschluss an die Marktanalyse führten die Antragstellerinnen technische Studien durch, um die technische Machbarkeit zu prüfen und einen der Marktnachfrage entsprechenden Ausbauplan zu entwerfen. Die Ergebnisse stellten Sie in einem Entwurf des Projektvorschlags bis zum 10.09.2020 zur Konsultation. Die Energinet beteiligte sich nicht an der Erstellung und Konsultation des Entwurfs des Projektvorschlags; vielmehr gab sie im Rahmen der Konsultation durch die Antragstellerinnen eine Stellungnahme gegenüber den Antragstellerinnen ab.

https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/zyklus_2019_2021/konsultation/D%C3%A4nemark-THE/20200825_Konsultationsdokument_THE-DK_Final_dt_EGB_aktualisiert.pdf

Link mit Stand vom 23.12.2020

13 Im Entwurf wurde die im Marktnachfragebericht (s. o.) noch ausgewiesene technische Kapazität in Höhe von 172.000 kWh/h nicht mehr berücksichtigt. Die Antragstellerinnen hatten diese vor dem Hintergrund der Marktgebietszusammenlegung nicht als technische Kapazität im Sinne des § 9 Abs. 4 Satz 1 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) (auch: Basiskapazität) für das deutschlandweite Marktgebiet bei der zuständigen Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur zur Genehmigung beantragt und konnten diese Kapazität dadurch auch nicht als Basiskapazität ansetzen. Die Antragstellerinnen sahen im Entwurf des Projektvorschlags nunmehr verschiedene Ausbaumaßnahmen vor, die zur Schaffung neuer Kapazität in Höhe von 2.500.000 kWh/h erforderlich seien. Während die neu zu schaffende Kapazität ursprünglich ab dem Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2022/23 angefragt wurde, stehe die Kapazität allerdings frühestens ab dem GWJ 2027/28 zu Verfügung, da erst nach der Jahresauktion im Juli 2021 feststehe, ob die betreffenden Maßnahmen durchgeführt werden und die Schaffung der neuen Kapazität einen umfangreichen Ausbaubedarf erfordere. Demnach ergebe sich folgendes Angebotslevel:

Angebotslevel			
Von	**Bis**	**Freie Bestandskapazitäten unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20%**	**Neu zu schaffende Kapazität unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20%**
01.10.2027	01.10.2042	0 kWh/h	2.000.000 kWh/h

Tabelle 2: Angebotslevel gemäß konsultiertem Projektvorschlag vom 10.08.2020

14 Im Incremental Capacity-Zyklus 2019-21 wurden an mehreren Marktgebietsgrenzen neu zu schaffende Kapazitäten nachgefragt. Dabei sind für einige Nachfragen an anderen Marktgebietsgrenzen Engpässe an derselben Stelle im Netz zu beheben, wie für die Darstellung der Nachfrage an

der dänisch-deutschen Marktgebietsgrenze (vgl. Anlage 1 zum Konsultationsdokument). Daher betrachteten die Antragstellerinnen und die weiteren FNB in den technischen Studien des Zyklus 2019-21 für neu zu schaffende Kapazität insgesamt 63 Szenarien, denen jeweils eine andere Kombination unverbindlich angefragter Kapazitäten für weitere Marktgebietsgrenzen zugrunde liegt. Die Ausbaumaßnahmen wurden nach Angaben der FNB unter der Prämisse entwickelt, dass alle im jeweiligen Szenario unverbindlich angefragten Kapazitäten gebucht werden und der Wirtschaftlichkeitstest stets erfolgreich durchgeführt wird. Im Konsultationsdokument werden nur die Ausbaumaßnahmen des sog. Maximalszenarios beschrieben, die bei Darstellung sämtlicher, oben aufgeführter Nachfragen an den gleichen Stellen im Netz erforderlich werden. Die Basis der aufgeführten Ausbaumaßnahmen sei grundsätzlich die im Entwurfsdokument für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-30 enthaltene Infrastruktur inklusive der Netzausbaumaßnahmen, die aus der Modellierungsvariante mit der Bezeichnung „Basisvariante“ resultiere. Bei den Investitionskosten handele es sich um initiale Schätzungen. Zusätzlich zu den Kosten der Investitionen fielen Betriebskosten für Treibgas an, welche notwendig seien, um die Verdichter zu betreiben. Die jährlichen Treibgaskosten werden für das Maximalszenario angegeben. In diesen Kosten sind neben dem Preis der Commodity auch die Erdgassteuer sowie die CO_2-Kosten enthalten. Eine detaillierte Kostenaufschlüsselung bezüglich der Investitions- oder Treibgaskosten fand im Rahmen des Konsultationsdokuments nicht statt.

15 Im Konsultationsdokument sind für die Darstellung sämtlicher Kapazitätsnachfragen (Maximalszenario) insbesondere verschiedene Ausbaumaßnahmen im nördlichen Netz der Antragstellerin zu 1. sowie auf den Ferngasleitungen NEL und MIDAL vorgesehen, die sich in Summe auf rund 2,16 Mrd. Euro belaufen. Einige weitere Ausbaumaßnahmen sind bereits im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020-30 (veröffentlicht am 01.07.2020, im Weiteren: NEP) enthalten und werden somit für den Ausbau der neu zu schaffenden Kapazitäten kostenmäßig nicht berücksichtigt. Im Konsultationsdokument wurden lediglich die zusätzlichen Investitionen dargestellt. Die jährlichen Kosten für Treibgas, ausschließlich im Leitungsabschnitt auf der Ferngasleitung MIDAL relevant, lägen bei ca. 33 Mio. Euro.

16 Aufgrund des Zusammenhangs der Ausbaumaßnahmen und der Abhängigkeit vom Erfolg weiterer Projekte zur Schaffung neuer Kapazität an anderen Marktgebietsgrenzen (vgl. Anlage 1 zum Konsultationsdokument), sei es erst nach der Jahresauktion im Juli 2021 möglich, die tatsächlichen Kosten den verbindlichen Buchungen gegenüberzustellen.

17 Im Rahmen der Konsultation gingen, neben der vorerwähnten Stellungnahme der Energinet, noch weitere Stellungnahmen zum Entwurf des Projektvorschlags der Antragstellerinnen ein.

https://www.fnb-gas-capacity.de/zyklen/incremental-capacity-zyklus-2019-2021/genehmigung-veroeffentlichung Link mit Stand vom 29.12.2020

18 Unter anderem kritisieren die Unternehmen Danish Energy, Ørsted Salg & Service A/S sowie die PGNiG Supply & Trading GmbH die Reduzierung fester Bestandskapazität bzw. deren Umwandlung in unterbrechbare Kapazität am Kopplungspunkt Ellund in Flussrichtung Deutschland. Sie schränke den grenzüberschreitenden Handel ein und stelle mithin ein Risiko dar. Nunmehr bestehe gewissermaßen der Zwang, (im Wege des Incremental Capacity-Verfahrens) langfristige Buchungen vorzunehmen und so die Wiederherstellung fester Kapazität zu finanzieren; der Markt sei aber vielmehr an Kurzfrist-Produkten und Flexibilität interessiert.

19 Die Energinet äußert sich in ihrer Stellungnahme ebenfalls ausführlich zur Reduzierung der festen Kapazität am Kopplungspunkt Ellund in Flussrichtung Deutschland durch die Antragstellerinnen und greift diese an. Sie trage die zugrundeliegenden Annahmen und das Ergebnis des konsultierten Projektvorschlags im Entwurf nicht mit und ziehe sich letztlich aus dem gemeinsamen Projekt zurück. Die Energinet habe sich nur formell an der Erstellung des Marktnachfrageberichts im Herbst 2019 beteiligt; die Inhalte und Aussagen, welche die deutsche Seite der Marktgebietsgrenze betreffen, stellten die alleinige Sicht der Antragstellerinnen dar. Die Zusammenarbeit und der Informationsaustausch seitens der Antragstellerinnen seien in der Angelegenheit unzureichend gewesen und das Incremental Capacity-Verfahren weder praktisch noch rechtlich das richtige Mittel, um neue Kapazität zu schaffen bzw. die nunmehr fehlenden Kapazitäten wiederherzustellen.

(4) Endgültiger Projektantrag

20 Mit Schreiben vom 09.10.2020 haben die Antragstellerinnen der Beschlusskammer ihren Projektantrag zur Genehmigung vorgelegt.

21 Gegenüber dem im Sommer 2020 konsultierten Entwurf enthält der vorgelegte Projektantrag einige Abweichungen. Die von den Antragstellerinnen in den technischen Studien für neu zu schaffende Kapazität insgesamt betrachteten Szenarien reduzierten sich auf 47. Da die Kapazitäten für die Marktraumgrenze THE-Polen (GCP) auf andere Art und Weise dargestellt werden können, fielen die Kombinationen unverbindlich angefragter Kapazitäten mit dieser Marktgebietsgrenze weg. Die Kosten der geplanten Maßnahme auf der Ferngasleitung NEL erhöhen sich gegenüber dem Konsultationsdokument und liegen nun bei ca. 118 Mio. €, wohingegen sich die geschätzten Kosten für die geplanten Maßnahmen auf der Ferngasleitung MIDAL leicht auf 2,06 Mrd. € verringern; in Summe betragen die angenommenen Kosten nunmehr rund 2,21 Mrd. €. Vor dem Hintergrund der zwischenzeitlich erfolgten Festlegung REGENT der Bundenetzagentur vom 11.09.2020 setzen die Antragstellerinnen für den Wirtschaftlichkeitstest nunmehr einen Referenzpreis in Höhe von 3,73 €/(kWh/h)/Jahr an.

22 Ein korrespondierender Antrag der Energinet ist bei der DUR am 20.10.2020 eingegangen.

23 Der Projektantrag der Antragstellerinnen enthält insbesondere die folgenden Informationen:

1. Eine Darstellung des geplanten Angebots gebündelter Jahreskapazitätsprodukte für den Kopplungspunkt „Ellund“:

Anzubietende Produkte	Angebotslevel
	neue Kapazität unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20% (FZK GUD mit FZK Energinet)
GWJ 2027/28 bis GWJ 2041/42	2.000.000 kWh/h

Tabelle 3: Abgestimmte Angebotslevel IP Ellund

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 3 zum Projektantrag ergeben sich pro denkbares Buchungsszenario unterschiedliche Barwerte in Verbindung mit der im Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität zwischen 185.689.156 € und 734.887.335 €.

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

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

   d. im Sinne des Art. 22 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: den **obligatorischen Mindestaufschlag** je nach denkbaren Buchungsszenario zwischen 7,20 €/(kWh/h)/a und 39,52 €/(kWh/h)/a.

   e. im Sinne des Art. 22 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: den **Barwert der für die Berechnung unterstellten Zusagen der Netznutzer** für den Abschluss von Kapazitätsverträgen. Aus 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 185.689.156 € und 734.887.335 €.

24 Wegen der weiteren Einzelheiten, insbesondere zu den benötigten zusätzlichen Netzausbauten sowie der Kostenansätze als Basis zur Bildung des Barwerts, wird auf den Projektantrag (Anlage des Beschlusses) Bezug genommen.

(5) Vollständigkeitsprüfung und Nachforderungen

25 Die Beschlusskammer hat den Projektantrag vom 09.10.2020 zunächst auf Vollständigkeit geprüft. Auf Grundlage verschiedener Gespräche mit den Antragsstellerinnen 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 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:

26 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 und der Treibenergie betraf, ebenso wie die ermittelten Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse sowie der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen und den entsprechend errechneten obligatorischen Mindestaufschläge.

27 Nach einem gemeinsamen Gespräch zwischen der Beschlusskammer, den Antragstellerinnen und weiteren FNB am 28.10.2020, welches aus Sicht der Beschlusskammer erforderliche Klarstellungen bei der Thematik Treibenergie zum Gegenstand hatte, hat die Beschlusskammer stellvertretend die Antragstellerin zu 1. mit Schreiben vom 11.11.2020 darüber informiert, dass der vorgelegte Projektantrag als unvollständig angesehen werde. Die Beschlusskammer hat die Antragstellerin zu 1. mit gleichem Schreiben u. a. dazu aufgefordert, umfangreiche Ergänzungen etwa bezüglich der erforderlichen Netzausbauten und deren in Ansatz gebrachten Investitionskosten, weiterer Parameter des Wirtschaftlichkeitstests und des Zeitplans vorzulegen.

28 Die Nachforderungen der Beschlusskammer im hiesigen Verfahren und in weiteren, parallellaufenden Verfahren zur Schaffung neuer Kapazität, mit denen das hiesige Verfahren in engem Zusammenhang steht (vgl. oben, Abschnitt I. *(3) Planungsphase und Konsultation*), sind zunächst Gegenstand eines erneuten Gesprächs zwischen der Beschlusskammer, den Antragstellerinnen und anderen betroffenen FNB am 24.11.2020 gewesen, das zur Erläuterung und Klärung einzelner der beanstandeten Punkte gedient hat.

29 Die Antragstellerin zu 1. hat den Projektantrag vom 09.10.2020 daraufhin mit Schreiben vom 09.12.2020 ergänzt. Das hiesige Verfahren steht bezüglich der Netzausbaumaßnahmen im engem Zusammenhang mit weiteren Projekten zur Schaffung neuer Kapazitäten (Az. BK9-20-002,

BK9-20-003, BK9-20-005 und BK9-20-007). Vor diesem Hintergrund reichte sie den von ihr gewählten Verteilschlüssel der Investitionskosten sowie detailliertere Angaben zu den gemeinsamen Ausbaumaßnahmen für deren Kostenschätzung ein. Darüber hinaus legte sie ergänzende Informationen zur Treibenergiethematik und dem Angebotslevel vor. Zudem lieferte sie die fehlende Begründung zur späteren Kapazitätsbereitstellung zum GWJ 2027/28 nach.

30 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 weiteren 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.

31 Im Nachgang hierzu legte 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 und 3 zum Projektantrag vor (Szenariomatrix und Parameter für den Wirtschaftlichkeitstest), ebenso wie, mit weiterem Schreiben vom selben Tag, neue tabellarische Darstellung zur Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests (sog. Wirtschaftlichkeits-Tools); letztere jeweils bezogen auf die einzelnen der nunmehr verbleibenden 16 Szenarien mit Bedeutung für das hiesige Projekt. Aus diesen, zuletzt vorgelegten Unterlagen ergaben sich insbesondere neue Angaben zu den Barwerten der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse, den Barwerten der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen 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).

32 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 (EGB) nach, aus der sich die Bestimmung der Entgelthöchstgrenze zur Ausübung des Sonderkündigungsrechts ergibt.

33 Die Beschlusskammer erklärte den Projektantrag gegenüber den Antragstellerinnen mit Schreiben vom 22.03.2021 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

34 Die Bundesnetzagentur stand mit der dänischen Regierungsbehörde (Danish Utility Regulator – DUR) seit Beginn des Incremental Capacity-Zyklus 2019-21 in engem Austausch. Beide Behörden erörterten die von der Energinet im Rahmen der Konsultation vorgebrachte Kritik am Verfahren intensiv und prüften die Hintergründe und Lösungsmöglichkeiten unter Einbeziehung der Antragstellerinnen und der Energinet. Unter Vermittlung beider Behörden erfolgte eine sachgerechte Trennung der aufgetanen Problemfelder und die Antragstellerinnen einigten sich mit der Energinet darüber, einen gemeinsamen Antrag bei den Behörden vorzulegen, der eine Klausel enthalten sollte, wonach „*die beteiligten FNB – zumindest Energinet und GUD – bis zum 15.12.2020 eine Vereinbarung darüber treffen, dass sie sich in angemessener Weise bemühen werden, feste Einspeisekapazitäten aus dem dänischen Marktgebiet in Richtung THE anzubieten*.“ Die Parteien informierten beide Regulierungsbehörden mit Schreiben vom 11.12.2020 darüber, dass eine Einigung zum vorgesehen Zeitpunkt nicht wahrscheinlich, aber von beiden Seiten weiterhin gewünscht sei und bis Ende Januar 2021 erfolgen soll. Mit gemeinsamen Schreiben vom 29.01.2021 teilten die Antragstellerin zu 1. sowie die Energinet beiden Regulierungsbehörden mit, dass eine entsprechende Einigung am Vortag erzielt wurde; beide Parteien hielten ihren Antrag weiter aufrecht. Im Rahmen dieser Einigung, *Letter of Intent* vom 28.01.2021, analysierten die Antragstellerin zu 1. und die Energinet den Hintergrund und die Konsequenzen der Reduzierung der vormals angebotenen festen Einspeisekapazität auf null (s. o.) und ermittelten außerhalb des Verfahrens zur Schaffung neuer Kapazität gemeinsam verschiedene Lösungsmöglichkeiten bezogen auf bestimmte Zeiträume und im Bestand befindliche Kapazitätsangebotshöhen in ihren Netzen. Demnach sei es der Antragstellerin zu 1. für den Zeitraum bis zur möglichen Inbetriebnahme von LNG-Terminals in ihrem Netz möglich, bis zu 1.500.000 kWh/h feste Einspeisekapazität am Kopplungspunkt Ellund anzubieten. Für den Zeitraum nach der möglichen Inbetriebnahme der LNG-Terminals sieht die Antragstellerin zu 1. verschiedene Szenarien, in denen Kapazität in Flussrichtung THE angeboten werden kann, in Abhängigkeit von äußeren Faktoren, insb. dem Buchungsverhalten der LNG-Anlagenbetreiber.

35 Die Beschlusskammer hat die Landesregulierungsbehörden der Länder Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, in deren Gebiet die Antragstellerinnen ihren Sitz haben, mit Schreiben vom 25.11.2020 über das Verfahren informiert.

36 Mit Schreiben vom 19.03.2021 teilte die Bundesnetzagentur der DUR mit, dass sie am 16.03.2021 einen vollständigen Projektantrag von den Antragstellerinnen erhalten habe. Mit Schreiben vom 23.03.2021 teilte die DUR gegenüber der Bundesnetzagentur mit, dass sie den Projektantrag aufgrund der Änderungen und Ergänzungen im deutschen Antrag bis zum 16.03.2021 auch erst ab diesem Datum als vollständig betrachte; sie selbst habe seit Antragseingang am 12.10.2020 indes keine weiteren Ergänzungen erhalten.

37 Die Beschlusskammer hat den Antragstellerinnen mit Schreiben vom 31.03.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Darüber hinaus hat die Beschlusskammer den Landesregulierungsbehörden der Länder Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sowie dem Bundeskartellamt ebenfalls am 31.03.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

38 Die Landesregulierungsbehörde Niedersachsen hat mit Schreiben vom 01.04.2021, das Bundeskartellamt mit Schreiben vom 08.04.2021 auf eine Stellungnahme verzichtet. Die Landesregulierungsbehörde Nordrhein-Westfalen hat von der Möglichkeit der Stellungnahme keinen Gebrauch gemacht.

39 Die Antragstellerinnen haben mit Schreiben vom 13.04.2021 (Antragstellerin zu 2) bzw. 14.04.2021 (Antragstellerin zu 1) Stellung genommen. Die Antragstellerinnen kritisieren gemeinsam die von der Beschlusskammer abweichend zum Antrag vorgenommene Umverteilung der Treibenergiekosten mit dem Effekt, dass dem hiesigen Projekt keine Kosten zugeordnet wurden, sondern diese Kosten den übrigen – mit dem hiesigen Projekt in Verbindung stehenden – Projekten neu zu schaffender Kapazitäten zugeordnet 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 zusätzlichen Verdichtereinsatz. Darüber hinaus solle aus Sicht der Antragstellerin zu 1 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. Hinzu käme, dass die durch die Beschlusskammer abgeänderte Formulierung teilweise nicht spezifisch genug sei (vgl. dazu unter II. 3.2 „*Ergänzende Geschäftsbedingungen*“).

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

II.

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

1. Rechtsgrundlage

42 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

43 Die formellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor.

2.1. Zuständigkeit

44 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

45 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 ergänz worden.

2.3. Antragsfrist

46 Der Antrag ist rechtzeitig gestellt worden. Nach Art. 28 Abs. 2 und 3 der Verordnung (EU) 2017/459 ist vorgesehen, das Genehmigungsverfahren acht Monate vor der maßgeblichen Auktion für Jahreskapazität zu beginnen. Die Vorlage des Antrags am 09.10.2020 erfolgte rechtzeitig, da die maßgebliche Jahresauktion am ersten Montag im Juli 2021 stattfinden wird (Art. 11 Abs. 4 Verordnung (EU) 2017/459).

2.4. Anhörung

47 Vor dem Erlass der Entscheidung ist den Antragstellerinnen gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i. V. m. § 67 Abs. 1 EnWG im Zeitraum vom 31.03.2021 bis 14.04.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

2.5. Abstimmung mit der dänischen Regulierungsbehörde

48 Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 hat die Bundesnetzagentur sich vor und während des Verfahrens mit der DUR ausgetauscht und die vorliegende Genehmigungsentscheidung mit ihr abgestimmt.

49 Der DUR sind am 18.02.2021 sowie am 04.03.2021 Teile des Beschlussentwurfs in englischer Übersetzung zur Abstimmung vorgelegt worden. Die DUR übermittelte ihrerseits einen Beschlussentwurf in englischer Übersetzung mit Schreiben vom 04.03.2021. Beide Regulierungsbehörden stimmten sich hierüber in Gesprächen am 05.03. und 12.03.2021 sowie schriftlich parallel hierzu bzw. im Nachgang zu diesen Gesprächen weiter ab. Bereits im Gespräch am 12.03.2021 erklärten beide Behörden gegenseitig, dass die wesentlichen Inhalte, insbesondere das abgestimmte Angebotslevel, als abgestimmt gelte. Die geringfügigen, weiteren textlichen Modifikationen in den Beschlussentwürfen erfolgten einvernehmlich.

50 Gemäß der gegenseitigen Vollständigkeitsmitteilung (vgl. Gründe zu I. *(6) Abstimmung und Beteiligung*) der beiden Regulierungsbehörden lag bei beiden Behörden am 16.03.2021 ein vollständiger Projektantrag vor; damit begann zu diesem Zeitpunkt die Sechsmonatsfrist zur Veröffentlichung des abgestimmten Beschlusses gemäß Art. 28 Abs. 2 Satz 1 der Verordnung (EU) 2017/459.

2.6. Beteiligung weiterer Behörden

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

52 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 Länder Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, in deren Gebiet die Antragstellerinnen ihren Sitz haben, über die Einleitung des Verfahrens informiert und ihnen Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

3. Materielle Genehmigungsvoraussetzungen

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

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

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

55 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

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

57 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.

58 Da zum Zeitpunkt der Projektrealisierung keine technische Bestandskapazität am Kopplungspunkt Ellund in der maßgeblichen Flussrichtung für das deutschlandweite Marktgebiet vorhanden ist, umfasst die Summe des Angebotslevels keine technische Bestandskapazität. Soweit in Stellungnahmen kritisiert wurde, dass keine feste Bestandskapazität am Kopplungspunkt Ellund vorhanden ist, ist dies aufgrund der nachvollziehbaren Untersuchungsergebnisse der Antragstellerin zu 1. (vgl. Abschnitt I.) nicht zu beanstanden. Die zum Zeitpunkt der Marktanalyse angegebene Bestandskapazität in Höhe von 172.000 kWh/h wird aufgrund der Netzberechnungen im deutschlandweitem Marktgebiet für die Zeit nach der Marktgebietszusammenlegung nicht mehr ausgewiesen. Daher wird für dieses Angebotslevel die unter Gründe zu I. dargestellte Ausbauvariante zugrunde gelegt.

3.1.1. Angebotslevel: Ermittlung der anzubietenden gebündelten Kapazitätsprodukte

59 Das vorgelegte Angebotslevel entspricht den rechtlichen Anforderungen. Die Antragstellerinnen haben die nach Art. 29 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 anzubietenden gebündelten Kapazitätsprodukte ermittelt. Dem Angebotslevel liegen die Vorgaben des Art. 11 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/459 zugrunde. Danach gilt grundsätzlich:

[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.

60 Auf deutscher Seite führte das Ausbauvorhaben des Angebotslevels in sämtlichen Gaswirtschaftsjahren zu neuer, frei zuordenbarer Einspeisekapazität in Höhe von 2.500.000 kWh/h („E“ im Sinne des Art. 11 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/459). Auf dänischer Seite sind korrespondierende, abgestimmte Beträge fester Ausspeisekapazität vorgesehen, die eine gebündelte Vermarktung erlauben.

61 Mit Beschluss zur Anpassung von Kapazitätsregelungen im Gassektor (Beschluss vom 14.08.2015, Az. BK7-15-001) hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur gemäß Art. 8 Abs. 9 der Verordnung (EU) 2017/459 den zurückzuhaltenden Anteil neu zu schaffender Kapazität für die deutschen Seiten aller Kopplungspunkte auf zwanzig Prozent festgelegt. In entsprechender Anwendung des Art. 8 Abs. 7 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 ist eine Hälfte dieser Kapazität frühestens in der jährlichen Auktion für Jahreskapazität anzubieten, die nach dem Auktionskalender während des fünften Gaswirtschaftsjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gaswirtschaftsjahres stattfindet. Die andere Hälfte ist gemäß Art. 8 Abs. 7 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/459 frühestens in der jährlichen Auktion für Quartalskapazität anzubieten. Wegen des geplanten Beginns der betrieblichen Nutzung zum Gaswirtschaftsjahr 2027/28 sind in der Jahresauktion vom 05.07.2021 keine Kapazitäten von der Regelung des Art. 8 Abs. 7 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 betroffen; es bleibt daher effektiv bei dem Anteil von zwanzig Prozent.

62 Aufgrund des Bündelungsgebots, aber auch aufgrund des deutlich höheren Betrags korrespondierender verfügbarer fester Ausspeisekapazitäten auf der dänischen Seite wirkt der für die deutsche Seite zurückgehaltene Anteil limitierend für das Angebot gebündelter Jahreskapazitätsprodukte („F“ im Sinne des Art. 11 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/459).

	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **A**	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **B**	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **C**	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **D**	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **E**	Art. 11 Abs. (6) NC CAM **F**
	technische Kapazität	zurückgehaltene Kapazität	vermarktete Kapazität	zusätzliche Kapazität	neu zu schaffende Kapazität	zurückgehaltene neu zu schaffende Kapazität
GWJ 27/28	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 28/29	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 29/30	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 30/31	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 31/32	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 32/33	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 33/34	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 34/35	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 35/36	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 36/37	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 37/38	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 38/39	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 39/40	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 40/41	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h
GWJ 41/42	0	0	0	0	2.500.000 kWh/h	500.000 kWh/h

Tabelle 4: Ermittlung des Angebotslevels auf der deutschen Einspeiseseite

63 Dieses abgestimmte 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 gebündelten Kapazitätsprodukte bis einschließlich des Gaswirtschaftsjahres 2041/42 angeboten werden.

3.1.2. Angebotslevel - Widerspiegeln der Marktnachfrage

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

65 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.

66 Die in **Tabelle 4** aufgeführten Kapazitätsbeträge erfüllen diese Anforderungen, weil die unverbindliche Nachfrage, dargestellt in **Tabelle 1**, 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 bereitgestellt wird. Soweit Anteile der Kapazitäten nach den zuvor geschilderten Grundsätzen zurückzuhalten sind, steht dies einem Widerspiegeln der Nachfrage daher nicht entgegen. Die Antragstellerinnen haben zudem dargelegt, dass ihr aufgrund des umfangreichen Ausbaubedarfs die Bereitstellung nicht schon zum angefragten Gaswirtschaftsjahr 2023/24 möglich ist, sondern erst zum Gaswirtschaftsjahr 2027/28.

3.2. Ergänzende Geschäftsbedingungen

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

68 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 […]“.*

69 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 Art. 19, 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zu entnehmen. Danach sind die Interessen der Antragstellerinnen, die Interessen der den Netzausbau nachfragenden Netznutzer und schließlich die Interessen der Gesamtheit der Netznutzer und „gefangenen“ Kunden in Ausgleich zu bringen.

70 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).

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

72 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.

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

74 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.

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

76 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.

77 Die nach Tenorziffer 1.) a) zu verwendende Klausel bezieht die für eine Kündigung maßgebliche Entgelthöchstgrenze daher auf die Entgelte einschließlich eines etwaigen obligatorischen Mindestaufschlags, multipliziert mit der Veränderung des Verbraucherpreisindexes des Leistungszeitraums zu dem VPI des Jahres 2022. Dieser Ansatz wird auch nicht durch die Stellungnahme der Antragstellerin zu 1 vom 14.04.2021 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, 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 Anregung der Antragstellerin zu 1, 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.

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

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

80 Schließlich steht auch § 4 Nr. 4 EGB einer Genehmigung nicht entgegen. Soweit sich hiernach die Modalitäten des Kapazitätsangebots an vor- bzw. nachgelagerten Netzpunkten nicht auf den hier maßgeblichen Transportvertrag auswirken sollen, ist dies mit dem Prinzip des entry-exit Systems grundsätzlich vereinbar. Mit der Klausel einher geht zudem eine Ausnahme zu § 8 Nr. 6 AGB (Anlage 1 der KoV). Danach schlagen bei Bündelprodukten Kündigungen des einen Transportvertrages auf den anderen Transportvertrag durch. Auch insoweit besteht kein Genehmigungshindernis. Zwar würde das Durchschlagen bei Bündelprodukten den Fernleitungsnetzbetreibern regelmäßig die vollständige Neuvermarktung erlauben. Hierdurch könnte das Angebot der Bündelprodukte maximiert werden (Art. 19 Nr. 1 der Verordnung (EU) 2017/459). Allerdings ist in den Fällen des § 4 Nr. 4 EGB ein solches Durchschlagen auf das gesamte Bündelprodukt nicht erforderlich: Aufgrund der unterschiedlichen Höhen technischer Kapazitäten auf der Aus- und Einspeiseseite des Kopplungspunktes könnte ohnehin ein vollständiges Bündelprodukt erneut vermarktet werden.

3.3. Projektzeitplan

81 Der mit dem Projektantrag vorgelegte Zeitplan wird genehmigt. Nach diesem ist die Betriebsbereitschaft aller technischen Maßnahmen für den Herbst 2027 vorgesehen und die angefragte Kapazität soll ab dem Gaswirtschaftsjahr 2027/28 zur Verfügung stehen.

82 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.

83 Der vorgelegte und mit Schreiben der Antragstellerin zu 1. vom 09.12.2020 konkretisierte Zeitplan genügt diesen Anforderungen. Er unterscheidet zwischen den im Netz der Antragstellerin zu 1. erforderlichen Maßnahmen, konkret der Reversierung der Verdichterstation Quarnstedt und dem Bau der Loopleitung Heidenau-Achim, die nach der hinreichend detaillierten Darstellung beide bis Ende 2025 fertiggestellt sein sollen. Für die Kapazitätsbereitstellung am Einspeisepunkt Ellund ist darüber hinaus ebenfalls erforderlich, dass die Ausbaumaßnahmen auf der MIDAL-Ferngasleitung abgeschlossen sind. Die Antragstellerin zu 1. verwies deswegen zurecht auf den Zeitplan in den anderen Verfahren für neu zu schaffende Kapazitäten (Az. BK9-20-002, BK9-20-003, BK9-20-005 und BK9-20-007), die die Inbetriebnahme auf der MIDAL-Ferngasleitung für 2027 vorsehen.

84 Die Planungs- und Bauzeit der erforderlichen Investitionen zur Bereitstellung der Kapazitäten am Netzkopplungspunkt Ellund 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 Maßnahme kann aus Erfahrungen aus der Umsetzung von Maßnahmen dieser Art und Größenordnung im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas unter regulär ablaufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren als realistisch angesehen werden.

3.4. Informationen und Parameter der Wirtschaftlichkeitsprüfung

85 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).

86 Gemäß Art. 22 Abs. 3 S. 1 Verordnung (EU) 2017/459 wird ein Projekt nur weiterverfolgt, wenn die Wirtschaftlichkeitsprüfung eines Angebotslevels auf beiden Seiten des Kopplungspunktes zu einem positiven Ergebnis führt. Zu einem positiven Ergebnis kommt die Prüfung gemäß Art. 22 Abs. 2 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459, wenn der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen (vereinfacht: die zusätzlichen Einnahmen innerhalb der Auktionen für die neu zu schaffenden Kapazitäten) mindestens dem durch den f-Faktor definierten Anteil des Barwerts der geschätzten Erhöhung der zulässigen (Ziel)Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber entspricht.

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

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

87 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_Kalkulationstool.pdf?__blob=publicationFile&v=3
>
> Links mit Stand vom: 23.02.2021

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

89 Hieraus folgt allerdings auch, dass innerhalb der Wirtschaftlichkeitsprüfung ausschließlich der Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen (Ziel)Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber

durch die Einnahmen der Buchungen der Netznutzer von Kapazitäten aus dem Angebotslevel refinanziert wird. Eine Kostentragung der bestehenden Infrastruktur, auch wenn diese teilweise (ausbaumindernd) zu Darstellung der neu zu schaffenden Kapazität genutzt wird, erfolgt nicht. Diesem Aspekt ist im Folgenden bei der Genehmigung der einzelnen Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung, insbesondere dem f-Faktor, entsprechend Rechnung zu tragen.

3.4.1. Szenariomatrix

90 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 2,5 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.

91 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 Russland oder Polen) führen teilweise zu Engpässen an derselben Stelle im Netz, wie für die Darstellung der hier vorliegenden Nachfrage nach Einspeisekapazität an der dänisch-deutschen Marktgebietsgrenze (DK-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 Loopleitung), wenn zwei oder mehrere Marktnachfragen zu einem positiven Wirtschaftlichkeitstest führen, als wenn dies nur an einer Marktgebietsgrenze der Fall wäre.

92 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 betrachteten 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

93 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.

94 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

95 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von den Antragstellerinnen im ursprünglichen Projektantrag vom 09.10.2020 beantragten Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse oder Zielerlöse des Fernleitungsnetzbetreibers in Verbindung mit der neu zu schaffenden Kapazität einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) b), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter Barwert vom 09.10.2020	genehmigter Barwert gemäß Tenorziffer 1.) b)
Buchungsszenario 1	734.887.335 €	695.721.268 €
Buchungsszenario 6	311.945.009 €	307.564.805 €
Buchungsszenario 7	282.798.943 €	280.318.396 €
Buchungsszenario 8	327.784.240 €	374.185.818 €
Buchungsszenario 9	314.639.942 €	310.972.564 €
Buchungsszenario 16	242.134.740 €	241.933.216 €
Buchungsszenario 17	248.603.005 €	267.115.174 €
Buchungsszenario 18	231.228.942 €	242.004.727 €
Buchungsszenario 19	265.797.580 €	285.901.174 €
Buchungsszenario 20	242.952.517 €	231.627.055 €
Buchungsszenario 21	222.086.012 €	218.369.489 €
Buchungsszenario 26	197.019.173 €	204.399.145 €
Buchungsszenario 27	185.689.156 €	187.140.166 €
Buchungsszenario 28	205.806.081 €	201.845.818 €
Buchungsszenario 29	204.790.859 €	189.923.816 €
Buchungsszenario 31	189.649.163 €	178.803.129 €

96 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.

97 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). 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

98 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

99 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 Netzinfrastruktur kein zusätzlicher Netzausbau notwendig ist, um die angefragten Kapazitäten darzustellen. Bei anderen Abschnitten der Netzinfrastruktur müssen bereits im Netzentwicklungsplan enthaltene Netzausbaumaßnahmen größer dimensioniert und in wiederum anderen Abschnitten zusätzliche Netzinfrastrukturen gebaut werden.

100 Wie bereits im Kapitel 3.4.1. *Szenariomatrix* erläutert, ergeben sich auf Grund der zeitgleichen Anfragen an neu zu schaffenden Kapazitäten an anderen Marktraumgrenzen an gleichen Netzabschnitten Engpässe, welche ggf. nur höher ausfallen. Um diese zu beheben, muss das Netz ggf. stärker ertüchtigt werden, als es bei der alleinigen Umsetzung dieses Projekts notwendig wäre. Auf der anderen Seite ergeben sich aber auch Synergieeffekte, da die Ausbaukosten der höher dimensionierten Ausbaumaßnahme nun sachgerechter Weise auf zwei oder mehrere Projekte zur Schaffung neuer Kapazitäten aufgeteilt werden können.

101 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 die Mengen aus dem hiesigen Projekt erst ab dem Netzabschnitt „NEL-West“ abtransportiert werden. Allerdings sind dagegen beispielshaft 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

102 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.

103 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.

104 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.

105 Die Beschlusskammer hält dieses Vorgehen für nicht sachgerecht. Die erwähnten Ausbaumaßnahmen wurde 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 eine bestimmte Ausbaumaßnahme auf Grund besonderer Umstände zu niedrig angesetzt wären. Im Gegenteil haben die Antragstellerinnen in der Gesamtbetrachtung der Ausbaumaßnahme (Ausbau im Rahmen des NEP Gas und des vorliegenden Projekts) die Investitionskosten selbst auf Basis der Plankostensätze des NEP Gas ermittelt. Somit fehlt es an einer plausiblen Begründung für einen über den Plankostensatz des NEP Gas hinausgehenden Kostenansatz.

106 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

107 Die Antragstellerinnen haben mit Antrag vom 09.10.2020 szenarioabhängige jährliche Treibenergiekosten in einer maximalen Höhe von 3.007.537 € (Szenario 1) und einer minimalen Höhe von 397.137 € (Szenario 17) beantragt. Mit Schreiben vom 13.11.2020 führen die Antragstellerinnen dahingegen aus, dass keine zusätzlichen Treibenergiekosten beim Transport zusätzlicher Gasmengen von Ellund kommend über die Verdichteranlage in Quarnstedt entstünden. Die zukünftigen Transporte von Dänemark, auf Basis der dort neu zu schaffenden Kapazitäten, würden die (heutigen) Exportmengen nach Dänemark anteilig oder vollständig ersetzen, sodass die Beschäftigung des Verdichters in Süd-Nord-Richtung abnehmen würde. Selbst wenn sich durch die neu zu schaffenden Einspeisekapazitäten an der dänischen Marktraumgrenze auf der DEUDAN der

heutige Exportfluss nach Dänemark in einen Importfluss nach Deutschland umkehren würde, fielen keine zusätzlichen Kosten für Treibenergie 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. Dieser Vortrag der Antragstellerinnen ist aus Sicht der Beschlusskammer plausibel. Ein Treibenergiekostenansatz erscheint daher nicht sachgerecht.

108 Dem steht auch nicht entgegen, dass im deutschlandweiten Marktgebiet THE möglicherweise zusätzliche Treibenergiemengen für einen Nord-Süd-Transport anfallen mögen, allerdings beruhen diese zusätzlichen Treibenergiemengen auf Nutzungen bereits vorhandener Bestandskapazitäten oder zukünftiger Nutzungen neu zu schaffender Kapazitäten in den anderen Projekten. 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.

109 Die im Rahmen der Anhörung des Beschlussentwurfes von den Antragstellerinnen vorgebrachte Kritik hinsichtlich der von der Beschlusskammer vorgenommenen Umverteilung der Treibenergiekosten überzeugt nicht. Nur bei der Bestimmung der Investitionskosten ist der von den Antragstellerinnen gewählte Ansatz einer anteiligen Kostenzuordnung zum hiesigen Projekt sachgerecht (vgl. 3.4.2.1 *Investitionskostenbestimmung pro Szenario* bzw. *Investitionskostenermittlung pro Netzausbaumaßnahme*), weil die Schaffung zusätzlicher frei zuordenbarer Kapazitäten grundsätzlich nicht zu Lasten der Bestandskapazitäten vorgenommen werden darf. Insofern ist für diese Ermittlung des notwendigen zusätzlichen Netzausbaus immer das Extremszenario zu betrachten, den denkbar höchsten Nord-Süd-Transport auf Basis der vollständigen Nutzung von Bestandskapazitäten und neu zu schaffender Kapazitäten.

110 Die Antragstellerinnen verkennen jedoch, dass bei der Bestimmung der jährlichen Treibenergiekosten – abweichend von der geschilderten Betrachtung bei der Ermittlung des notwendigen Netzausbaus – auf eine rein physikalische Betrachtung der einzelnen Gasströme, ausgehend von den individuellen Einspeisepunkten, abzustellen ist. Dieses spezifische Vorgehen entspricht im Übrigen dem grundsätzlichen Ermittlungsansatz der Antragstellerinnen bei der Bestimmung der jährlichen Treibenergiekosten. Von diesem physikalischen Ansatz ausgehend schreiben die Antragstellerinnen im Rahmen der Anhörung, dass entlang des Leitungsabschnitts der DEUDAN keine zusätzlichen Treibenergiekosten anfallen und entlang des Leitungsabschnitts der MIDAL ein physischer Transport von nämlichen Gasmengen aus Dänemark bis nach Herchenrode (bis zur Engpasszone Süd, ehemals NCG) eher selten stattfinden wird. Diese geringeren Transportmengen

wurden allerdings nicht von den Antragstellerinnen bestimmt und mit entsprechenden Treibenergiekosten bewertet. Berücksichtigt man darüber hinaus, dass auf Grund von Einspeisungen über die neu zu schaffenden Kapazitäten an der dänisch-deutschen Grenze heute notwendige Treibenergiekosten für den Gegenstromtransport von Süd nach Nord teilweise vermieden werden, erscheint der Beschlusskammer der Ansatz, keine zusätzlichen Treibenergiekosten dem hiesigen Projekt 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.

111 Hinzu kommt, dass es bei dem von den Antragstellerinnen gewählten Ansatz höchst unplausibel erscheint, dass die für das Buchungsszenario 1 (ausschließliche Realisierung des hiesigen Projekts, 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 hiesigen Projekt jeweils auch zusätzliche Gasmengen aus den anderen, mit dem hiesigen 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 hiesigen Projekt, 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 hiesigen Projekt, vgl. Tabelle 5: Szenariomatrix) ausfallen. Dies spricht ebenfalls nicht für den Kostenverteilungsansatz der Antragstellerinnen.

112 Die Beschlusskammer hält deshalb die in diesem Projekt beantragten Treibenergiekosten für nicht sachgerecht und kürzt diese in allen Szenarien vollständig.

3.4.2.3 Barwertbestimmung

113 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 Festle-

gungen BK4-12-656 bzw. BK4-12-656A01 der Beschlusskammer 4. Die Änderung der Festlegungen der Beschusskammer 4 vom 15.12.2020 fanden keine Berücksichtigung mehr, da zu diesem Zeitpunkt bereits die Antragstellung erfolgt war. Der Barwert ergibt sich aus den abgezinsten jährlich anfallenden Kosten. Das Betrachtungsjahr für die Barwertberechnung ist das Jahr der verbindlichen Kapazitätsanfrage (2021).

114 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

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

116 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.

117 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

118 Gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. c) der Verordnung (EU) 2017/459 wird der beantragte f-Faktor in Höhe von 1 genehmigt.

119 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.

120 Die Antragstellerinnen haben den beantragten f-Faktor sachgerecht und plausibel hergeleitet. Sie haben die nach Art. 23 Abs. 1 lit. a) bis d) der Verordnung (EU) 2017/459 zu berücksichtigenden Umstände angemessen abgewogen.

3.4.5. Obligatorischer Mindestaufschlag

121 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von den Antragstellerinnen im ursprünglich Projektantrag vom 09.10.2020 beantragten obligatorischen Mindestaufschläge einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) c), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter obligatorischer Mindestaufschlag vom 09.10.2020	genehmigter obligatorischer Mindestaufschlag gemäß Tenorziffer 1.) c)
Buchungsszenario 1	39,52 €/(kWh/h)/a	37,22 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 6	14,63 €/(kWh/h)/a	14,38 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 7	12,92 €/(kWh/h)/a	12,77 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 8	15,57 €/(kWh/h)/a	18,30 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 9	14,79 €/(kWh/h)/a	14,58 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 16	10,52 €/(kWh/h)/a	10,51 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 17	10,91 €/(kWh/h)/a	11,99 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 18	9,88 €/(kWh/h)/a	10,52 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 19	11,92 €/(kWh/h)/a	13,10 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 20	10,57 €/(kWh/h)/a	9,91 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 21	9,34 €/(kWh/h)/a	9,13 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 26	7,87 €/(kWh/h)/a	8,30 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 27	7,20 €/(kWh/h)/a	7,29 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 28	8,39 €/(kWh/h)/a	8,15 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 29	8,33 €/(kWh/h)/a	7,45 €/(kWh/h)/a
Buchungsszenario 31	7,44 €/(kWh/h)/a	6,80 €/(kWh/h)/a

122 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.

123 Die obligatorischen Mindestaufschläge sind in der jeweiligen Höhe sachgerecht und plausibel hergeleitet. Die Berechnung der individuellen obligatorischen Mindestaufschläge kann mit Hilfe des Wirtschaftlichkeits-Tools nachvollzogen werden. In den Fällen, in denen der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer ausschließlich basierend auf dem geschätzten Referenzpreis zu gering ist, um den Wirtschaftlichkeitstest positiv zu gestalten, bedarf es eines obligatorischen Mindestaufschlags. Nur unter Hinzunahme eines obligatorischen Mindestaufschlags kann durch die Buchung sämtlicher im Angebotslevel offerierten Kapazitäten der notwendige Barwert der ver-

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

124 Die Abweichungen zwischen den individuell beantragten und genehmigten obligatorischen Mindestaufschlägen resultieren daraus, dass die Beschlusskammer die Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse abweichend zum Projektantrag individuell niedriger bzw. höher genehmigt hat (vgl. 3.4.2).

3.4.6. Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer

125 Unter Berücksichtigung der unter 3.4.1. *Szenariomatrix* geschilderten Projektzusammenhänge werden die von den Antragstellerinnen im ursprünglichen Projektantrag vom 09.10.2020 beantragten Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer einzeln pro möglichem Buchungsszenario, entsprechend Tenorziffer 1.) d), in folgender Höhe genehmigt:

Buchungsszenario (positiver Wirtschaftlichkeitstest)	beantragter Barwert vom 09.10.2020	genehmigter Barwert gemäß Tenorziffer 1.) d)
Buchungsszenario 1	734.887.335 €	695.721.268 €
Buchungsszenario 6	311.945.009 €	307.564.805 €
Buchungsszenario 7	282.798.943 €	280.318.396 €
Buchungsszenario 8	327.784.240 €	374.185.818 €
Buchungsszenario 9	314.639.942 €	310.972.564 €
Buchungsszenario 16	242.134.740 €	241.933.216 €
Buchungsszenario 17	248.603.005 €	267.115.174 €
Buchungsszenario 18	231.228.942 €	242.004.727 €
Buchungsszenario 19	265.797.580 €	285.901.174 €
Buchungsszenario 20	242.952.517 €	231.627.055 €
Buchungsszenario 21	222.086.012 €	218.369.489 €
Buchungsszenario 26	197.019.173 €	204.399.145 €
Buchungsszenario 27	185.689.156 €	187.140.166 €
Buchungsszenario 28	205.806.081 €	201.845.818 €
Buchungsszenario 29	204.790.859 €	189.923.816 €
Buchungsszenario 31	189.649.163 €	178.803.129 €

126 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.

127 Pro Buchungsszenario (Kombination an positiven Wirtschaftlichkeitstest eines oder mehrerer Projekte) ergeben sich somit die oben genannten individuellen Barwerte. In dieser jeweiligen Höhe

sind die Barwerte sachgerecht und plausibel hergeleitet. Auf Grund der teilweise gemeinsamen Ausbauvorhaben für mehrere Projekte neu zu schaffender Kapazität schwankt die Höhe der Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse, je nachdem welches projektübergreifende Buchungsszenario bzw. welche Kombination an positiven Wirtschaftlichkeitstest sich nach der Auktion der neu zu schaffenden Kapazitäten ergibt (vgl. 3.4.1). Die Berechnung der Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer kann mit Hilfe des Wirtschaftlichkeits-Tools nachvollzogen werden. Die individuelle Veränderung der Barwerte resultiert aus der individuell geänderten Genehmigung der jeweiligen Barwerte der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse durch die Beschlusskammer (vgl. 3.4.2).

3.5. Verlängerung des Vermarktungszeitraums

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

3.6. Alternativer Zuweisungsmechanismus

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

3.7. Festpreis

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

3.8. Berücksichtigungsgebote

131 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, ebenso wie der Standpunkt der dänischen Regulierungsbehörde (DUR) nach Art. 28 Abs. 2 Unterabs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459. Die Beschlusskammer hat diese Stellungnahmen sowie den Standpunkt der DUR mit dem ihnen zukommenden Gewicht berücksichtigt und dabei insbesondere das übergeordnete Ziel der Regulierung, einen effizienten und bedarfsgerechten Netzausbau zu gewährleisten, beachtet.

132 Die Beschlusskammer hält den Projektantrag trotz der Einwände der Stellungnehmenden, vgl. Abschnitt **I.** (3) dieses Beschlusses, für bedarfsgerecht und genehmigungsfähig. Der vorliegende Beschluss erlaubt im Falle eines positiven Wirtschaftlichkeitstests die Schaffung der angefragten Kapazität und kann sich somit positiv auf die langfristige Marktintegration Dänemarks auswirken. Zwar ist von den Stellungnehmenden die Kritik geäußert worden, Anlass des Projektes seien

keine steigenden Transportbedarfe, sondern sei eine ungerechtfertigte Reduktion fester Bestandskapazität durch die Antragstellerin zu 1.am Kopplungspunkt Ellund. Dieser Einwand führt jedoch zu keiner anderen Bewertung des verfahrensgegenständlichen Projektantrags. Fernleitungsnetzbetreiber haben die Pflicht, den Netzbetrieb am Zweck der sicheren, bedarfsgerechten und effizienten leitungsgebundenen Versorgung mit Gas auszurichten und das Ziel der europäischen Marktintegration zu beachten. Unbeschadet des Gebots der Kapazitätsmaximierung ist von Fernleitungsnetzbetreibern kontinuierlich der Kapazitätsausweis in ihrem Netz zu bewerten und dynamisch an Änderungen anzupassen; dies kann sowohl Kapazitätserhöhungen als auch -reduktionen an einzelnen Netzpunkten zur Folge haben. Eine solche Entscheidung hat die Antragstellerin zu 1. geraume Zeit vor der Marktnachfrage 2019 gefällt, vgl. Abschnitte **I.** und **II.** 3.1. Von der Beschlusskammer konnte dieser Vorgang nach eingeforderter Darlegung nachvollzogen werden, vgl. Abschnitt **II.** 3.1. Die Entscheidung berührt einerseits zwar die Ausgangslage für die grundlegenden Annahmen des hiesigen Projekts zur Schaffung neuer Kapazität, ist andererseits allerdings nicht (unmittelbarer) Gegenstand des hiesigen Verfahrens nach Art. 22 ff. der Verordnung (EU) 2017/459 und damit nicht Gegenstand des vorliegenden Beschlusses.

133 Die Bundesnetzagentur und die DUR beachten die geäußerte Kritik bzw. Bedenken hinsichtlich der Marktintegration Dänemarks in Wahrnehmung ihrer weiteren regulatorischen Zuständigkeiten, über Projekte zur Schaffung neuer Kapazität nach der Verordnung (EU) 2017/459 hinaus. Sie haben die Kritik bzw. Bedenken sachgerecht eigenständig behandelt, indem sie in enger Abstimmung auf eine Lösung durch die Antragstellerinnen und die Energinet selbst hinwirkten. Letztere vereinbarten, gemäß des gemeinsamen *Letters of Intent* vom 28.01.2021, zusammen ebenso in kurz- und mittelfristiger Hinsicht eine Lösung für die vorbeschriebene Problematik außerhalb des hiesigen Verfahrens erzielen zu wollen und konnten hierbei teilweise auch schon konkrete Ergebnisse erzielen. Auf die Frage, ob und in welcher Weise Bestandskapazitäten an der dänischen Grenze nach Inbetriebnahme der LNG-Anlagen in Richtung dem deutschlandweitem Marktgebiet THE angeboten werden können (vgl. Abschnitt **I.** (6) Abstimmung und Beteiligung), kommt es im vorliegenden Verfahren nicht an.

4. Nebenentscheidungen (Tenor zu 2.)

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

Rechtsbehelfsbelehrung

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

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von der oder dem Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, den 26.04.2021

Vorsitzender	Beisitzerin	Beisitzer
Dr. Christian Schütte	Dr. Ulrike Schimmel	Roland Naas