



- Beschlusskammer 7 -

Beschluss

Az.: BK7-22-086

In dem Verwaltungsverfahren

wegen Antrag auf Freistellung von der Regulierung

Deutsche ReGas GmbH & Co. KGaA, Am Hafen 10, 17509 Lubmin, gesetzlich vertreten
durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin,

- Verfahrensbevollmächtigte der Antragstellerin: Hengeler Mueller, Partnerschaft von Rechtsan-
wältinnen mbB, Benrather Straße 18-20, 40213 Düsseldorf -

hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post
und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus
Müller,

durch

ihre Vorsitzende	Anne Zeidler
ihre Beisitzerin	Dr. Antje Peters
und ihren Beisitzer	Dr. Werner Schaller

am 17.11.2022 beschlossen:

1. Die in der LNG-Anlage „Deutsche Ostsee“, Am Hafen 10 in 17509 Lubmin (nachfolgend LNG-
Anlage Lubmin) geschaffenen Kapazitäten werden zugunsten der Antragstellerin Deutsche

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen

Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ 0228 14-0

Telefax Bonn
0228 14-8872

E-Mail
poststelle@bnetza.de
Internet
<http://www.bundesnetzagentur.de>

Bitte neue Bankverbindung beachten!
Bundeskasse Weiden
Dt. Bundesbank – Filiale Regensburg
BIC: MARKDEF1750
IBAN: DE08 7500 0000 0075 0010 07

ReGas GmbH & Co. KGaA nach folgender Maßgabe von der Anwendung der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG ausgenommen:

- a) Die Ausnahme gilt für eine Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 13,5 Milliarden Kubikmeter (13,5 Mrd. m³/a; Phase I: 4,5 Mrd. m³/a ab 01.12.2022; Phase II: 7 Mrd. m³/a ab 01.12.2023 und weitere 2 Mrd. m³/a ab 01.10.2024) zur Einfuhr, Entladung, vorübergehenden Speicherung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas im Sinne des § 3 Nr. 26 EnWG.
 - b) Nicht ausgenommen sind durch wesentliche Kapazitätsaufstockungen geschaffene Kapazitäten.
2. Die Ausnahme ist auf 20 Jahre ab kommerzieller Inbetriebnahme von Phase I befristet.
 3. Die Antragstellerin wird verpflichtet, von den Nutzern der ausgenommenen Infrastruktur Entgelte zu erheben.
 4. Die Antragstellerin wird verpflichtet, bei der langfristigen Vergabe von Kapazitäten ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren anzuwenden. Dabei sind mindestens die folgenden Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren:
 - a) Buchungsauflagen für langfristig Buchende
 - (1) Alle potenziellen Nutzer müssen sich zunächst bei der Antragstellerin registrieren lassen.
 - (2) Der Antragstellerin steht es frei, unterschiedliche Produkte anzubieten, sofern diese transparent und diskriminierungsfrei ausgestaltet sind.
 - (3) Die Mindestbuchungshöhe beträgt 15% der insgesamt zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität.
 - (4) Die Mindestbuchungsdauer beträgt höchstens 10 Jahre.
 - (5) Das Buchungsjahr ist das Kalenderjahr.
 - b) Langfristige Erstvergabe der Kapazitäten
 - (1) Für die Abgabe von Buchungsanfragen bezüglich der langfristigen Erstvergabe von Kapazitäten ist ein Zeitraum von mindestens 10 Werktagen vorzusehen. Alle in diesem Buchungszeitraum eingehenden Anfragen gelten als zeitgleich eingegangen. Der Beginn der Erstvergabe ist mit mindestens 10 Werktagen Vorlauf unter Hinweis

auf die Registrierungspflicht bekannt zu geben. Den registrierten Kunden sind sämtliche Vergaberegeln vor Beginn des Buchungszeitfensters zur Verfügung zu stellen.

- (2) Übernachtfragen werden über eine ratierte Zuweisung der zu vergebenden Kapazitäten aufgelöst. Abweichend hiervon darf die Zuweisung unter Berücksichtigung der jeweiligen Buchungsdauer und des Buchungsvolumens der Buchenden vorgenommen werden. Bei der Zuweisung dürfen Buchungsanfragen über einen längeren Buchungszeitraum und ein größeres Buchungsvolumen vorrangig berücksichtigt werden.
- (3) Der bei der Erstvergabe anzuwendende Basistarif bezieht sich auf eine Laufzeit der Buchung von 20 Jahren. Bei Buchungen mit kürzeren Laufzeiten ist die Erhebung von Preisauflschlägen in Abhängigkeit der Laufzeit auf den Basistarif zulässig. Diese Preisauflschläge und Rabatte sind vor der Erstvergabe allen potentiellen Nutzern bekanntzumachen. Sowohl Rabatte als auch Preisauflschläge dürfen nicht mehr als 10% betragen.

c) Langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten

- (1) Bei der langfristigen Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten ist ein Preisauflschlag auf den bei der Erstvergabe angewendeten Tarif (Basistarif) zulässig. Der Auflschlag darf 10% nicht überschreiten.
- (2) Der Zuweisungsmechanismus für die langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten ist transparent und diskriminierungsfrei auszugestalten. Im Übrigen werden keine weiteren Vorgaben bestimmt.

5. Die Antragstellerin wird verpflichtet, eine Reservierungsquote in Höhe von mindestens 10% der Jahresdurchsatzkapazität für eine kurzfristige Vergabe von Kapazitäten bereitzuhalten. Für die kurzfristige Vergabe der mittels Reservierungsquote zurückgehaltenen Kapazitäten gelten mindestens folgende Vorgaben:

- a) Alle potentiellen Nutzer müssen sich zunächst bei der Antragstellerin registrieren lassen.
- b) Die kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten werden in Form von Slots vergeben, die möglichst gleichmäßig über das Buchungsjahr verteilt sein müssen.
- c) Jeder Slot muss dem Slot-Inhaber das Löschen von mindestens 138.000 m³ LNG ermöglichen.

- d) Für die kurzfristige Vergabe sind in Phase I mindestens 5 Slots pro Jahr und in Phase II mindestens 12 Slots pro Jahr vorzusehen.
- e) Die Vergabe der Slots erfolgt jährlich zu einem zu veröffentlichenden und wiederkehrenden Datum für das kommende Buchungsjahr.
- f) Die Slots werden einmal jährlich per Aufpreisauktion oder einem anderen diskriminierungsfreien und transparenten mehrstufigen Auktionsverfahren vergeben. Werden in der jährlichen Auktion nicht alle Kapazitäten vergeben, ist die unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltene Kapazitäten (siehe Tenor zu 5 k)) durchzuführen. Der Beginn der jährlichen Auktion ist mit einem Vorlauf von 4 Wochen öffentlich bekannt zu geben.
- g) Spätestens 2 Wochen vor dem Beginn der jährlichen Auktion ist die Slot-Produktbeschreibung mit mindestens folgenden Inhalten zu veröffentlichen:
 - (1) Datum für den Entlade-Slot
 - (2) Ankunftszeitfenster
 - (3) Menge an LNG in m³, die gesichert gelöscht werden kann
 - (4) Verfügbare Regasifizierungsleistung; in Phase I mindestens 600.000 kWh/h/a (0,45 Mrd. m³ pro Jahr), in Phase II mindestens 1.710.000 kWh/h/a (1,35 Mrd. m³ pro Jahr)
 - (5) Regasifizierungszeitraum
 - (6) Startpreis für den Slot (siehe Tenor zu 5. h))
 - (7) Preisschritt (siehe Tenor zu 5. i))
- h) Der Startpreis für einen Slot darf mit einem Aufschlag in Höhe von maximal 10% auf den Basistarif für eine bestimmte Jahresdurchsatzkapazität versehen werden. Der maximale Startpreis wird durch folgende Formel bestimmt:

$$\text{max. Startpreis}_{\text{Slot}} = \text{Basistarif} \times \frac{\dot{V}_{\text{K-Slot}}}{\dot{V}_{\text{Basistarif}}} \times 1,1$$

Die Antragstellerin kann einen Startpreis unterhalb des so ermittelten Maximalpreises für einen Slot bestimmen.
- i) Im Falle einer Übernachtfrage ist jeweils eine weitere Auktionsrunde durchzuführen. In dieser Auktionsrunde können nur diejenigen Nutzer teilnehmen, welche sich bereits in

der vorherigen Auktionsrunde beteiligt haben. Der Startpreis wird jeweils um einen vorher von der Antragstellerin zu bestimmenden Aufschlag erhöht (sogenannter Preisschritt). Der Preisschritt ist der Beschlusskammer vorab mitzuteilen und im Vorfeld der Auktion den Beteiligten bekannt zu geben.

- j) Sollten im Falle einer Übernachtfrage beim nächsten Preisschritt sämtliche Auktionsteilnehmer aus der Auktion aussteigen (sogenannter Undersell bzw. erstmalige Übernachtfrage), ist der Slot über ein von der Antragstellerin zu bestimmendes und vorab bekannt zu machendes diskriminierungsfreies und transparentes Zuweisungsverfahren unter den Auktionsteilnehmern zu vergeben, die sich an der letzten Auktionsrunde vor dem Undersell beteiligt haben.
- k) Der Teilnehmerkreis für die erste Auktion ist auf registrierte Nutzer beschränkt, die noch nicht im Besitz langfristiger Kapazitäten sind. Slots, die in der Auktion mit eingeschränktem Teilnehmerkreis nicht vergeben wurden, werden im Nachgang in einer zweiten Auktion allen registrierten Nutzern angeboten. Sollten auch nach dieser Auktion Slots nicht vergeben worden sein, werden diese Slots unterjährig allen registrierten Nutzern nach dem Prinzip First-Come-First-Serve (FCFS) von der Antragstellerin angeboten (unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten).
- l) Sollten technische Anlagenrestriktionen dies erfordern, darf die unterjährige Vergabe von Slots in folgenden Punkten von den Vorgaben für das Slot-Produkt abweichen:
 - (1) Die feste Mindestlöschmenge an LNG eines unterjährigen Slots kann in Abweichung zu der Vorgabe aus Tenor zu 5. c) in Einzelfällen geringer ausfallen. Die Antragstellerin ist verpflichtet, die gegebenenfalls notwendige Reduktion der festen Mindestlöschmenge so gering wie nötig zu halten.
 - (2) Darüber hinaus kann die Antragstellerin von der Mindest-Regasifizierungsleistung gemäß Tenor zu 5. g) (4) abweichen.
- m) Ein bedingt durch die Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten erhöhter Mehraufwand bei der Antragstellerin gilt mit dem Aufschlag gemäß Tenor zu 5. h) als abgegolten. Die Berechnung weiterer Gebühren oder Kosten (z.B. Handling-Fee) ist nicht zulässig.
- n) Soweit Flexibilisierungsinstrumente, die eine optimale und flexible Nutzung des Zwischenspeichers und der Regasifizierungseinheiten ermöglichen, zur Anwendung kommen, hat dies transparent und diskriminierungsfrei zu erfolgen.

- o) Die Antragstellerin wird für den Fall, dass beim Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten diese nicht vermarktet wurden, verpflichtet, jeweils bis zum 31. März eines jeden Folgejahres darüber gegenüber der Beschlusskammer zu berichten, in welchem Umfang Kapazitäten beim Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten nicht vermarktet wurden. Sie hat dabei die Gründe für eine nicht erfolgte unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten mitzuteilen.
6. Die Antragstellerin wird verpflichtet, in ihren Verträgen über Kapazitäten besondere Regelungen für ein Engpassmanagement vorzusehen. Nach diesen Regelungen muss insbesondere jedem Nutzer das Recht zustehen, seine kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln (Sekundärvermarktung). Dabei sind mindestens die folgenden Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren:
- a) Inhaber von Kapazitäten können diese ganz oder teilweise an andere registrierte Nutzer übertragen.
 - b) Rechtzeitig vor der Sekundärvermarktung hat der Inhaber der Kapazität der Antragstellerin Volumen und Zeitpunkt der Sekundärvermarktung anzuzeigen. Die Antragstellerin informiert alle bei ihr registrierten Marktteilnehmer unverzüglich über Umfang und Zeitpunkt einer bevorstehenden Sekundärvermarktung.
 - c) Die Übertragung bedarf der Zustimmung der Antragstellerin, die nur aus wichtigem Grund versagt werden darf.
 - d) Sofern eine Übertragung erfolgreich stattgefunden hat, wird der ursprüngliche Kapazitätsinhaber insoweit gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit. Für andere Fälle, insbesondere den Fall einer nur vorübergehenden Übertragung, kann die Antragstellerin abweichende Regelungen treffen.
 - e) Das Recht der Nutzer, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln, ist bis 5 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots möglich. Spätestens 5 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots hat der Nutzer gegenüber der Antragstellerin mitzuteilen, ob und an welchen registrierten Nutzer ein nicht genutzter Slot übertragen wurde.
7. Die Antragstellerin wird verpflichtet, in ihren Verträgen über Kapazitäten besondere Regelungen für ein Engpassmanagement vorzusehen, die es nach dem UIOLI-Verfahren erlauben, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten. Dabei sind mindestens die folgenden Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren:

- a) Das UIOLI-Verfahren ist anzuwenden, wenn ein Nutzer spätestens 21 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots eine Anlandung nicht angekündigt hat oder mitteilt, einen bestimmten Slot nicht zu nutzen bzw. keinen anderen registrierten Nutzer benennt, an den der Slot übertragen wurde. Für die Dauer des UIOLI-Verfahrens scheidet eine Sekundärvermarktung nach Tenor 6. aus.
 - b) Spätestens 20 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots, ist dieser von der Antragstellerin auszuweisen, sodass ab dem 19. Tag vor dem Datum des Entlade-Slots, alle registrierten Nutzer eine Buchungsanfrage bezüglich des frei gewordenen Slots stellen können. Freigewordene Slots werden in einem von der Antragstellerin zu bestimmenden transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren vergeben.
 - c) Sollten die frei gewordenen Slots erfolgreich vergeben worden sein, wird der ursprüngliche Kapazitätsinhaber insoweit gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit. Andernfalls weist die Antragstellerin den nicht vermarktbar gewordenen Slot an den ursprünglichen Inhaber nach Ablauf von drei Tagen zurück. Die Befreiung nach Satz 1 umfasst jedoch nicht die Zahlungsverpflichtungen des ursprünglichen Kapazitätsinhabers. Gegebenenfalls erzielte Vermarktungserlöse müssen an den ursprünglichen Kapazitätsinhaber ausgekehrt werden. Die Antragstellerin darf dem ursprünglichen Kapazitätsinhaber eine angemessene Gebühr für die Vermarktung in Rechnung stellen.
8. Die Antragstellerin hat die Beschlusskammer unverzüglich über alle Umstände zu unterrichten, die eine Neubewertung der Ausnahmeveraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich machen können, insbesondere wenn die Einhaltung der Voraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG sowie der Auflagen gemäß Tenor zu 3. bis 7. betroffen sein könnte.
9. Die Ausnahmegenehmigung kann nachträglich mit weiteren Nebenbestimmungen und Auflagen versehen oder ganz oder teilweise geändert, ergänzt oder aufgehoben werden, die Nebenbestimmungen in Tenor zu 2. bis 7. können ganz oder teilweise aufgehoben, geändert oder ergänzt werden, sofern
- a) aufgrund geänderter tatsächlicher Umstände eine Neubewertung der Ausnahmeveraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich ist oder
 - b) die Antragstellerin eine oder mehrere der Auflagen in Tenor zu 3. bis 7. nicht erfüllt oder
 - c) die Antragstellerin nach Inbetriebnahme der LNG-Anlage Lubmin nicht entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG vom Netzbetrieb der NEL Gastransport GmbH, der GASCADE Gastransport GmbH, der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, der Fluxys

Deutschland GmbH, der Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, der OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, der ONTRAS Gastransport GmbH oder eines anderen Netzbetreibers, in dessen Netz die Infrastruktur geschaffen wird, getrennt ist oder

- d) der zu dieser Ausnahmegenehmigung ergangene Beschluss der Europäischen Kommission geändert, aufgehoben oder unwirksam wird.

10. Die Änderung, Ergänzung oder Aufhebung der Ausnahmegenehmigung ist der Europäischen Kommission durch die Beschlusskammer gemäß Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG mitzuteilen. Die Europäische Kommission kann in diesem Fall eine Änderung oder die Aufhebung des geänderten Beschlusses beantragen.
11. Die Ausnahme gilt unter der Bedingung, dass spätestens zwei Jahre nach Erlass der Entscheidung der Europäischen Kommission mit dem Bau der LNG-Anlage begonnen wird und die LNG-Anlage spätestens fünf Jahre nach Erlass der Entscheidung der Europäischen Kommission kommerziell in Betrieb genommen wird, es sei denn, die Europäische Kommission entscheidet nach Art. 36 Abs. 9 Richtlinie 2009/73/EG, dass etwaige Verzögerungen auf Umstände zurückzuführen sind, auf die die Antragstellerin keinen Einfluss hat. Die Antragstellerin hat der Beschlusskammer das Datum des Baubeginns und das Datum der kommerziellen Inbetriebnahme schriftlich jeweils unverzüglich mitzuteilen.
12. Die Ausnahme gilt auch für den Fall der vollständigen oder teilweisen Übertragung des Eigentums an der LNG-Anlage Lubmin, für den Fall der Übertragung des Betriebs auf einen Dritten sowie für den Fall von Änderungen der Gesellschaftsverhältnisse der Antragstellerin gegenüber der im Antrag beschriebenen Situation, sofern
 - a) der Beschlusskammer die beabsichtigte Übertragung oder Änderung rechtzeitig vor dem vereinbarten Rechtsübergang angezeigt wird,
 - b) der Dritte sich, sofern er den Betrieb übernimmt, zur Einhaltung der Auflagen aus dieser Genehmigung verpflichtet und
 - c) die Beschlusskammer die Genehmigung nicht innerhalb von drei Monaten nach Eingang der Anzeige widerruft. Der Widerruf hat unter der Bedingung zu erfolgen, dass die Übertragung oder Änderung durchgeführt wird.
13. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
14. Die Entscheidung ergeht gemäß § 28a Abs. 3 S. 4 EnWG vorbehaltlich einer endgültigen Entscheidung der Kommission nach Art. 36 Abs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (Richtlinie 2009/73/EG).

Sie ist nach Maßgabe einer solchen Entscheidung gegebenenfalls zu ändern oder aufzuheben. Die §§ 48 und 49 des Verwaltungsverfahrensgesetzes bleiben unberührt.

15. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

- 1 In dem vorliegenden Verwaltungsverfahren begehrt die Antragstellerin eine Freistellung von der Regulierung gemäß § 28a EnWG für die LNG-Anlage „Deutsche Ostsee“ in Lubmin, die in zwei Ausbauphasen als schwimmende Import- und Flüssigerdgasanlage errichtet und betrieben werden soll.
- 2 Der Standort der geplanten LNG-Anlage stimmt mit dem Unternehmenssitz der Antragstellerin überein. Die Projektadresse lautet somit: Am Hafen 10, 17509 Lubmin.
- 3 Die Antragstellerin plant für die LNG-Anlage Lubmin nach vollständigem Abschluss der Errichtung eine Durchsatzkapazität in Höhe von 13,5 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr.
- 4 Die LNG-Anlage „Deutsche Ostsee“ soll im Wesentlichen aus den folgenden Komponenten bestehen:
- 5 Phase I (Jahresdurchsatzkapazität i.H.v. 4,5 Mrd. m³ ab 01.12.2022):
 - einem außerhalb des Greifswalder Boddens fest verankerten FSU (Floating Storage Unit), als An- und Entladepunkt der Terminalnutzer sowie als Zwischenspeicher für das LNG;
 - einem FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) im Hafen von Lubmin als Regasifizierungsanlage („Hafen-FSRU“);
 - mindestens drei Shuttle-Schiffen, die LNG vom FSU zum Hafen-FSRU transportieren;
 - einer Anschlussleitung zur Weiterleitung des regasifizierten LNG vom Hafen-FSRU in das Fernleitungsnetz („Onshore-Anschlussleitung“).
- 6 Phase II (Jahresdurchsatzkapazität i.H.v. weiteren 7,0 Mrd. m³ ab 01.12.2023):
 - einem weiteren außerhalb des Greifswalder Boddens fest verankerten FSRU („Offshore-FSRU“) als An- und Entladepunkt für Terminalnutzer, Zwischenspeicher und zusätzliche Regasifizierungsanlage;
 - einer Offshore-Anschlussleitung zur Weiterleitung des unmittelbar im Offshore-FSRU regasifizierten LNG in das Fernleitungsnetz;
 - mindestens drei Shuttle-Schiffen, die im Offshore-FSRU zwischengespeichertes LNG vom Offshore-FSRU zusätzlich zum Hafen-FSRU transportieren;
 - einer Onshore-Anschlussleitung zur Weiterleitung des im Hafen-FSRU regasifizierten LNG in das Fernleitungsnetz.

Phase II (Jahresdurchsatzkapazität i.H.v. weiteren 2,0 Mrd. m³ ab 01.10.2024):

- zwei außerhalb des Greifswalder Boddens fest verankerten FSRU als An- und Entladepunkte, Zwischenspeicher und Regasifizierungsanlagen für Anlagennutzer; insoweit wird zusätzlich zu dem bereits außerhalb des Greifswalder Bodden befindlichen Offshore-FSRU das Hafen-FSRU nach offshore verlegt;
- einer Offshore-Anschlussleitung für die FSRU an das Fernleitungsnetz;
- einer Anlegestelle im Hafen Lubmin mit für Phase I neu errichteter Onshore-Anschlussleitung zur ggf. folgenden Wasserstoffnutzung.

7 Phase I – Erste FSRU im Hafen von Lubmin: Während der Phase I plant die Antragstellerin, im November 2022 eine FSRU in den Hafen von Lubmin einzubringen (FSRU 1). Die jährliche Regasifizierungskapazität der FSRU beträgt bis zu 7 Mrd. m³. Im Rahmen der Phase I können hiervon aufgrund notwendiger (Um-)Ladevorgänge zunächst 4,5 Mrd. m³ realisiert werden.

Offshore wird die Antragstellerin außerhalb des Greifswalder Boddens einen schwimmenden marktüblichen Gasspeichertank (Floating Storage Unit – FSU) vorhalten, der als Interimsspeicher und Annahmestation für dort anlandende LNG-Tanker der Nutzer fungiert. Die FSU wird über eine Aufnahmekapazität zwischen ca. [REDACTED] verfügen.

Drei kleinere LNG-Transportschiffe (Small low-emission LNG Carriers– SLNGC) übernehmen im Rahmen einer „Virtuellen Pipeline“ die Rolle eines „Shuttle Service“ für das LNG. Die SLNGC transportieren das an der FSU angelieferte LNG zu der im Hafen gelegenen FSRU, wo es mittels der FSRU regasifiziert wird. In der Regel sollten pro Tag im Hafen im Rahmen der „Virtuellen Pipeline“ drei Schiffsbewegungen mit SLNGCs mit entsprechender Entladung auf das FSRU erfolgen.

Landseitig wird das regasifizierte LNG von der FSRU mittels einer Brückenkonstruktion über die Bordkante der FSRU an die Kaimauer des Industriehafens geführt und durch eine noch durch die NEL Gastransport GmbH zu errichtende Anbindungsleitung in den etwa 350 Meter entfernten Anschlusspunkt der NEL eingespeist.

8 Phase II – Zweite FSRU zur Offshore-Nutzung und Verlegung der ersten FSRU: In der Phase II soll bis zum 1. Dezember 2023 zunächst eine weitere FSRU (FSRU 2) für Regasifizierungszwecke zum Einsatz kommen. Die FSRU 2 soll in der Ostsee, außerhalb des Greifswalder Boddens installiert und mit dort vorhandener oder noch zu errichtender Offshore-Pipelineinfrastruktur fest verbunden werden. Die Abnahme des Erdgases erfolgt über die auf dem Hafengelände von Lubmin bereits existente Anlandeinfrastruktur und setzt außer der gegebenenfalls notwendigen zu errichtenden Offshore-Pipelineinfrastruktur keinen zusätzlichen landseitigen Netzanschluss an NEL, EUGAL oder OPAL voraus. Die geplante Regasifizierungskapazität der FSRU 2 beträgt zusätzliche 7 Mrd. m³. Durch den vorgesehenen Offshore-Standort der FSRU 2 wird das bestehende

FSU obsolet, da die FSRU 2 für die Zwischenspeicherung von LNG die Funktion der FSU übernehmen kann. [REDACTED] Über die Winterperiode des Jahres 2023/2024 wird die FSRU 1 zunächst im Hafen von Lubmin mittels der FSRU 2 (anstatt der FSU) und der „Virtuellen Pipeline“ (SLNGCs) weiter mit LNG beliefert. Die FSRU 1 wird das angelieferte LNG weiterhin regasifizieren und mittels einer Rohrleitung an der Hafenkante in das Fernleitungsnetz einspeisen. Im Rahmen der Sommermonate des Jahres 2024 – somit nach der vollständigen Inbetriebnahme der zweiten FSRU – wird die FSRU 1 an den Offshore-Standort verbracht und ebenfalls mit der Offshore-Pipeline dauerhaft verbunden. Ab dem Zeitpunkt des Anschlusses der FSRU 1 an den Offshore-Standort steht dann, voraussichtlich im Herbst 2024, die gesamte Regasifizierungskapazität des Terminals „Deutsche Ostsee“ in Höhe von 13,5 Mrd. m³ zur Verfügung.

- 9 Zukünftig könnte über das LNG-Terminal auch Wasserstoff regasifiziert und in das Fernleitungsnetz eingespeist werden.
- 10 Die Antragstellerin ist eine Kommanditgesellschaft auf Aktien (KGaA) mit Sitz in Lubmin (eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Stralsund unter HRB 21927). Die Tätigkeiten der Antragstellerin umfassen die Planung, Projektierung, Errichtung, Unterhaltung sowie den Betrieb von Regasifizierungsanlagen für LNG, für flüssigen Wasserstoff bzw. für Produkte auf der Basis von Wasserstoff in Deutschland. Das Grundkapital der Antragstellerin beläuft sich auf EUR 1.000.000, das in stimmberechtigte Nennbetragsaktien zu jeweils EUR 1,00 eingeteilt ist.
- 11 Die Antragstellerin wird die antragsgegenständliche LNG-Infrastruktur „Deutsche Ostsee“ errichten und betreiben.
- 12 Mit Schreiben vom 30.09.2022 sowie 04.10.2022 hat die Antragstellerin mitgeteilt, dass sich nach mehreren Kapitalerhöhungen seit der Antragstellung die Kommanditaktionäre wie folgt darstellen. Folgende Kommanditaktionäre sind Gesellschafter der Antragstellerin:

[illegible]

- Strom oder Gas auf den europäischen Energiemärkten.

der WCP Deutschland GmbH sind mit einer Beteiligung von 60% die Grundwerte Verwaltungs-GmbH mit Sitz in Bruchsal (eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Mannheim unter HRB 733427) sowie mit einer Beteiligung von 40% die Dr. Knabe Steuerberatungsgesellschaft mbH Holding mit Sitz in Potsdam. Alleiniger Gesellschafter der Grundwerte Verwaltungs-GmbH ist [REDACTED]. Alleiniger Gesellschafter der Dr. Knabe Steuerberatungsgesellschaft mbH Holding ist [REDACTED]. Weder [REDACTED] noch [REDACTED] sind derzeit an weiteren energierelevanten Gesellschaften beteiligt.

- 17 Verschiedene potenzielle Nutzer der LNG-Infrastruktur hatten bereits im Vorfeld eines öffentlichen Interessenbekundungsverfahrens gegenüber der Antragstellerin ihr Interesse bekundet, langfristig Kapazitäten zu buchen.
- 18 Mit Schreiben vom 28.07.2022 hat die Antragstellerin die Einleitung eines Verfahrens zur Gewährung einer Freistellung von der Regulierung gemäß § 28a Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG beantragt. Im Zuge ihres Antrags hat die Antragstellerin umfangreiche Unterlagen vorgelegt. Diese enthalten insbesondere Informationen zur Beschreibung, Planung und Finanzierung des Projekts, zu den gesellschaftsrechtlichen Strukturen und den Anlagendienstleistungen. Die Antragstellerin hat außerdem am 11.08.2022 eine Wettbewerbs- und Versorgungssicherheitsanalyse vorgelegt.
- 19 Die Antragstellerin legt dar, alle Anforderungen für eine Ausnahme von der Regulierung zu erfüllen. Sie führt insbesondere aus, dass eine Verbesserung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit vorliege, dass es sich bei der geplanten LNG-Anlage um eine größere neue Infrastruktur mit hohem Investitionsrisiko handle und die LNG-Anlage im Eigentum der Antragstellerin und damit im Eigentum einer vom Netzbetreiber getrennten Gesellschaft liege. Sie führt weiter aus, dass den Nutzern der Anlage Entgelte in Rechnung gestellt werden und dass keine nachteiligen Auswirkungen für den Wettbewerb oder das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes bestehen.
- 20 Der von der Antragstellerin eingereichte Antrag war zunächst noch nicht vollständig. Mit E-Mails und Schreiben insbesondere vom 18.08.2022, 15.09.2022, 20.09.2022 und 21.09.2022, Telefonaten und Videokonferenzen vom 12.08.2022, 20.09.2022 und 06.10.2022 ist die Antragstellerin insoweit aufgefordert worden, fehlende Unterlagen und Informationen nachzureichen. Den Aufforderungen ist die Antragstellerin insbesondere mit E-Mails und Schreiben vom 30.08.2022, 30.09.2022, 04.10.2022 und 07.10.2022 nachgekommen.
- 21 Die Antragstellerin beantragt,

eine Ausnahme von der Anwendung der Vorschriften der §§ 20 bis 26 EnWG für die gesamte Jahresdurchsatzkapazität der zu errichtenden LNG-Anlage in Höhe von 13,5 Mrd. m³ pro Jahr für die Dauer von insgesamt 20 Jahren ab der kommerziellen Inbetriebnahme:

Die Ausnahme von der Anwendung der Vorschriften der §§ 20 bis 26 EnWG beginnt

- in Höhe einer Jahresdurchsatzkapazität von 4,5 Mrd. m³ mit der kommerziellen Inbetriebnahme der schwimmenden Anlage „Neptune“ (FSRU 1) zur Einfuhr, Entladung, Lagerung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas im Hafen von Lubmin;
- in Höhe einer Jahresdurchsatzkapazität von weiteren 7,0 Mrd. m³ mit der kommerziellen Inbetriebnahme einer weiteren schwimmenden Anlage (FSRU 2) zur Einfuhr, Entladung, Lagerung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas am Offshore-Standort außerhalb des Greifswalder Boddens vor Lubmin;
- in Höhe einer Jahresdurchsatzkapazität von weiteren 2,0 Mrd. m³ mit der kommerziellen Inbetriebnahme der schwimmenden Anlage „Neptune“ (FSRU 1) nach Verlegung der „Neptune“ (FSRU 1) an den Offshore-Standort außerhalb des Greifswalder Boddens.

22 Per E-Mail wurden am 10.08.2022 das Bundeskartellamt sowie am 18.08.2022 die Regulierungsbehörde Mecklenburg-Vorpommern über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.

23 Nach Prüfung der Unterlagen auf Vollständigkeit übersandte die Beschlusskammer die Antragsunterlagen am 10.10.2022 an die Europäische Kommission.

24 Mit Schreiben vom 29.09.2022 übermittelte die Beschlusskammer der Antragstellerin zum Zweck der Anhörung einen Entwurf von Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung. Darin waren insbesondere Vorgaben zur diskriminierungsfreien langfristigen Erstvergabe, zur kurzfristigen Vergabe von Kapazitäten auf der Basis einer Reservierungsquote, zur Sekundärvermarktung und zu einem UIOLI-Verfahren enthalten. Die Antragstellerin nahm außerdem mit Schreiben vom 04.10.2022 Stellung. [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

25 Unter Berücksichtigung der Ausführung der Antragstellerin wurden die finalen Regeln und Mechanismen zum Kapazitätsmanagement und zur Kapazitätszuweisung durch die Beschlusskammer erstellt und der Antragstellerin mit Schreiben vom 10.10.2022 übermittelt.

26 Auf Grundlage dieser Regeln und Mechanismen führte die Antragstellerin in der Zeit vom 10.10.2022 bis 21.10.2022 ein Interessenbekundungsverfahren durch, wobei dieses für Phase I eine verbindliche Interessenbekundung und für Phase II eine unverbindliche Interessenbekundung umfasste. Die Antragstellerin übermittelte der Beschlusskammer die Ergebnisse des Interessenbekundungsverfahrens mit Schreiben vom 25.10.2022 und 26.10.2022. [REDACTED]

[REDACTED]

- 27 Die Beschlusskammer hat vom 10.10. bis zum 17.10.2022 eine Konsultation durchgeführt. In diesem Rahmen hatten die Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten und zusätzlich aller Regulierungsbehörden des Council of European Energy Regulators (CEER) einschließlich Großbritannien und Norwegen Gelegenheit, zu der Projektbeschreibung der Antragstellerin sowie den vorläufigen Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung der Beschlusskammer Stellung zu nehmen. Von dieser Gelegenheit haben die Regulierungsbehörden von Dänemark (am 11.10.2022) und Rumänien (am 17.10.2022) Gebrauch gemacht. Es wurden keine Anmerkungen zu dem LNG-Projekt vorgebracht. Zudem hat die Regulierungsbehörde von Albanien am 11.10.2022 mitgeteilt, die Unterlagen und Informationen erhalten zu haben. Eine Stellungnahme zu dem LNG-Projekt der Antragstellerin wurde aber nicht abgegeben.
- 28 Die Beschlusskammer hat einen Entscheidungsentwurf erstellt. Dieser ist der Antragstellerin mit Schreiben vom 07.11.2022 zur Anhörung übersandt worden. Insgesamt ist der Antragstellerin im Rahmen zahlreicher Schreiben, E-Mails, Telefonaten und Erörterungsgesprächen zuletzt am 06.10.2022 und 07.11.2022 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.
- 29 Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 10.11.2022 sowie in einem weiteren Schreiben vom 11.11.2022 zu dem Beschlussentwurf Stellung genommen. Sie trägt im Wesentlichen vor, dass die Höhe der angefragten Kapazität der [REDACTED] im Rahmen der Wettbewerbsanalyse mit anderen Werten anzunehmen sei, weil durch das Unternehmen Angebote für [REDACTED] [REDACTED] abgegeben worden seien. Eine Ergänzung der prozentualen Darstellung im Hinblick auf die angefragte Kapazität für die Phase I und eine Ableitung von möglichen Auswirkungen auf den nachgelagerten Markt waren folglich in den Ausführungen im Abschnitt

3.7.1.5 konsequent. Weitere Ausführungen der Antragstellerin beschränkten sich auf sprachliche Formulierungen und redaktionelle Anmerkungen.

- 30 Die Beschlusskammer hat dem Bundeskartellamt nach § 58 Abs. 1 S. 1 und S. 2 EnWG am 07.11.2022 den Entscheidungsentwurf übermittelt, verbunden mit der Gelegenheit zur Stellungnahme und zur Herstellung des Einvernehmens. Mit E-Mail vom 16.11.2022 wurde das Einvernehmen durch das Bundeskartellamt erteilt.
- 31 Die im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt erstellte Entscheidung wurde der Europäischen Kommission gemeinsam mit allen Verfahrensunterlagen am 17.11.2022 mit der Gelegenheit zur Stellungnahme sowie zur endgültigen Entscheidung übersandt.
- 32 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

- 33 Der Antrag ist zulässig und in dem hier genehmigten Umfang begründet. Hinsichtlich der LNG-Anlage liegen die Voraussetzungen für eine Ausnahmegenehmigung vor. Diese wurde unter Ausübung des pflichtgemäßen Ermessens erteilt und mit Auflagen und Nebenbestimmungen versehen.
- 34 Wegen des Umfangs der Darstellung wird den Entscheidungsgründen eine Gliederungsübersicht vorangestellt.

1.	Rechtsgrundlage	20
2.	Formelle Rechtmäßigkeit.....	20
2.1.	Zuständigkeit.....	20
2.2.	Verfahren	20
2.3.	Beteiligung anderer Behörden.....	21
2.4.	Anhörung	22
2.5.	Antragsbefugnis	22
2.6.	Bescheidungsinteresse	22
3.	Materielle Rechtmäßigkeit	23
3.1.	Antragsgegenstand	24
3.1.1.	LNG-Anlage	26
3.1.2.	Abgrenzung Small-Scale Dienstleistungen.....	28
3.2.	Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit	30
3.2.1.	Verbesserung des Wettbewerbs bei der Gasversorgung.....	34
3.2.2.	Verbesserung der Versorgungssicherheit durch die LNG-Anlage.....	41
3.3.	Größere neue Infrastruktur	52
3.4.	Investitionsrisiko.....	53
3.4.1.	Allgemeine Grundsätze	53
3.4.2.	Relevante Risiken	53
3.4.3.	Kausalität	57
3.5.	Entflechtung	59
3.6.	Erhebung von Entgelten.....	60
3.7.	Keine nachteiligen Auswirkungen der Ausnahme auf den Wettbewerb, das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes oder das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze bzw. der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union	61
3.7.1.	Wettbewerbswirkung der Ausnahmegenehmigung.....	62
3.7.2.	Auswirkung auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes und Prinzip der Energiesolidarität.....	76

3.7.3.	Auswirkung auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze und Prinzip der Energiesolidarität.....	78
3.7.4.	Auswirkungen auf die Erdgasversorgungssicherheit und Prinzip der Energiesolidarität.....	79
3.8.	Ermessen.....	80
3.8.1.	Gewährung der Ausnahme (Tenor zu 1.)	84
3.8.2.	Befristung (Tenor zu 2.).....	86
3.8.3.	Auflage zu den Entgelten (Tenor zu 3.)	87
3.8.4.	Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement (Tenor zu 4. bis 7.)	88
3.8.5.	Berichtspflicht (Tenor zu 8.).....	123
3.8.6.	Änderung, Ergänzung oder Aufhebung von Nebenbestimmungen oder der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 9.).....	124
3.8.7.	Mitteilungspflicht gegenüber der Europäischen Kommission bei Änderung oder Aufhebung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 10.).....	127
3.8.8.	Geltung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 11.).....	128
3.8.9.	Geltung bei Veränderung der Eigentums-, Betriebsführungs- und Gesellschaftsverhältnisse (Tenor zu 12.).....	129
3.8.10.	Ablehnung des Antrags im Übrigen (Tenor zu 13.).....	130
3.8.11.	Änderung oder Aufhebung aufgrund einer Entscheidung der Europäischen Kommission (Tenor zu 14.).....	130
3.8.12.	Kostenentscheidung (Tenor zu 15.).....	130

1. Rechtsgrundlage

- 35 Rechtsgrundlage für die Erteilung einer Freistellung von der Regulierung ist § 28a Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 bis 9 Richtlinie 2009/73/EG.
- 36 § 28a Abs. 3 EnWG verweist für die Prüfung und das Verfahren auf Art. 36 Abs. 3 bis 9 der Richtlinie 2009/73/EG. Art 36 der Richtlinie 2009/73/EG wurde zuletzt geändert durch Art. 1 der Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 vom 17.04.2019 (ABl. L 117 S. 1). Die Änderungsrichtlinie wurde in Deutschland am 12.12.2019 durch das Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/692 des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (BGBl. I Nr. 45 (11.12.2019)) in deutsches Recht umgesetzt. Soweit auf § 28a EnWG bzw. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG Bezug genommen wird, handelt es sich um diese Fassung.

2. Formelle Rechtmäßigkeit

- 37 Hinsichtlich der formellen Rechtmäßigkeit der vorliegenden Entscheidung sind die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren, insbesondere hinsichtlich der Zuständigkeit (siehe folgenden Abschnitt 2.1.), der erforderlichen Beteiligung anderer Behörden (siehe folgenden Abschnitt 2.3.) und der Gewährung rechtlichen Gehörs (siehe folgenden Abschnitt 2.4.) gewahrt worden. In ihrer Eigenschaft als LNG-Anlagenbetreiberin ist die Antragstellerin insbesondere auch antragsbefugt (siehe folgenden Abschnitt 2.5.).

2.1. Zuständigkeit

- 38 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die vorliegende auf § 28a Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG beruhende Entscheidung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

2.2. Verfahren

- 39 Die Vorschriften zum Verfahren wurden eingehalten.
- 40 Die Beschlusskammer hat insbesondere nach § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG vor der Gewährung der Ausnahme durch Schreiben vom 10.10.2022 die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung festgesetzt. Die Beschlusskammer hat in den darin enthaltenen Regeln für das Engpass-

management u.a. vorgegeben, dass ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten sind (UI-OLI-Verfahren) und dass Nutzer der Infrastruktur das Recht haben, ihre Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln (vgl. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG).

- 41 Die Antragstellerin hat nach den von der Beschlusskammer bestimmten Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung das nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG vorgesehene Interessenbekundungsverfahren in dem Zeitraum vom 10.10.2022 bis 21.10.2022 durchgeführt. In diesem Rahmen konnten alle potentiellen Nutzer der Infrastruktur ihr Interesse an der Kontrahierung von Kapazität bekunden, bevor Kapazität für die neue Infrastruktur vergeben wurde. Die Antragstellerin hat der Beschlusskammer die Ergebnisse dieses Verfahrens mit Schreiben vom 25.10.2022 und der Korrektur am 26.10.2022 mitgeteilt.
- 42 Die Beschlusskammer hat die Ergebnisse des Interessenbekundungsverfahrens nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG bei der Bewertung der Voraussetzungen des § 28a Abs. 1 EnWG, insbesondere Nr. 1 (Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung durch die Infrastruktur), Nr. 2 (Investitionsrisiko) und Nr. 5 (keine nachteiligen Auswirkungen durch die Ausnahme auf den Wettbewerb auf den jeweiligen Märkten, die wahrscheinlich von der Investition betroffen sein werden, oder das effiziente Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes oder das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze oder auf die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union auswirkt) berücksichtigt.

2.3. Beteiligung anderer Behörden

- 43 Gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG ist die Landesregulierungsbehörde, hier des Landes Mecklenburg-Vorpommern, über die Einleitung des Verfahrens informiert worden.
- 44 Eine Beteiligung der Landesregulierungsbehörde Mecklenburg-Vorpommern nach § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG war vorliegend entbehrlich, da es sich bei der Antragstellerin als künftige LNG-Anlagenbetreiberin nicht um einen Netzbetreiber (§ 3 Nr. 27 EnWG) handelt.
- 45 Die Beschlusskammer hat dem Bundeskartellamt nach § 58 Abs. 1 S. 1 und S. 2 EnWG den Entscheidungsentwurf übermittelt, verbunden mit der Gelegenheit zur Stellungnahme und zur Herstellung des Einvernehmens. Das Einvernehmen wurde seitens des Bundeskartellamts am 16.11.2022 erteilt.
- 46 Die Beschlusskammer hat der Europäischen Kommission ferner unverzüglich den vollständigen Antrag übermittelt. Hier war zu berücksichtigen, dass die Antragstellerin erst im Laufe des Verfahrens vollständige Antragsunterlagen vorgelegt hat.
- 47 Eine Konsultation wahrscheinlich betroffener Mitgliedstaaten nach § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 3 UAbs. 2 lit. a) der Richtlinie 2009/73/EG ist im Zeitraum vom 10.10.2022 bis

17.10.2022 durchgeführt worden. In diesem Rahmen hatten die Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten und zusätzlich aller Regulierungsbehörden des Council of European Energy Regulators (CEER) einschließlich Großbritannien und Norwegen Gelegenheit Stellung zu nehmen. Die albanische, dänische und rumänische Regulierungsbehörde übermittelten Rückmeldungen, dabei sind keine inhaltlichen Anmerkungen zum geplanten Projekt erfolgt.

- 48 Eine Konsultation zuständiger Behörden von Drittländern gemäß § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 3 UAbs. 2 lit. b) der Richtlinie 2009/73/EG war hingegen entbehrlich, da die betreffende Infrastruktur nicht unter der Hoheitsgewalt eines Mitgliedstaats mit dem Netz der Union gekoppelt ist und in einem Drittland (oder mehreren Drittländern) beginnt oder endet.

2.4. Anhörung

- 49 Der Antragstellerin ist im Rahmen des Verfahrens gemäß § 67 Abs. 1 EnWG mehrfach und umfassend Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

2.5. Antragsbefugnis

- 50 Die Antragstellerin ist nach § 28a Abs. 3 S. 1 EnWG antragsbefugt. „Betroffenes Gasversorgungsunternehmen“ im Sinne dieser Vorschrift ist nur der Betreiber der späteren Infrastruktur, während bloße Eigentümer oder Investoren nicht antragsbefugt sind (vgl. Beschluss vom 27.08.2007, Az. BK7-07-013). Die Antragstellerin wird künftig die Funktion der Betreiberin der geplanten LNG-Anlage innehaben. Damit hat sie zulässigerweise die Ausnahme von der Regulierung nach § 28a EnWG beantragt.

2.6. Bescheidungsinteresse

- 51 Der Antragstellerin fehlt auch nicht etwa deshalb das Bescheidungsinteresse, weil die Errichtung der Anlage nicht hinreichend wahrscheinlich wäre. Von einem Fehlen des Bescheidungsinteresses wäre allerdings dann auszugehen, wenn die begehrte Ausnahme für die Antragstellerin nutzlos wäre, weil einer Verwirklichung des Projektes bereits planungs- bzw. genehmigungsrechtliche Gesichtspunkte entgegenstünden. Ob dies der Fall ist, ist aber derzeit für die Beschlusskammer nicht erkennbar. Für das Bescheidungsinteresse reicht es aus, dass die Antragstellerin die Genehmigungsverfahren ernsthaft betreibt. Dies hat die Antragstellerin zur Überzeugung der Beschlusskammer dargetan. Sie hat insoweit ausgeführt, dass Errichtung und Betrieb der FSRU einschließlich Nebeneinrichtungen selbst keine Zulassung durch Planfeststellungsbeschluss oder Plangenehmigung erfordern. Die für die Anbindungsleitung zur LNG-Anlage (FSRU 1) genehmigungs- und planungsrechtlichen Erfordernisse herzustellen, obliege den anbindungsverpflichteten

Fernleitungsnetzbetreibern. Die Antragstellerin hat als Vorhabenträgerin für die Errichtung und den Betrieb der FSRU 1 in Phase I und für den geplanten Offshore-Betrieb der FSRU 2 in Phase II im Juli 2022 bei der zuständigen Behörde einen Antrag auf Erteilung einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung gestellt. Des Weiteren hat sie bei der zuständigen Behörde im August 2022 die Zulassung des vorzeitigen Beginns von Baumaßnahmen zur Ertüchtigung der Hafeninfrastruktur beantragt. Außerdem hat die Antragstellerin bei der hierfür zuständigen Behörde im Juli 2022 eine schifffahrtspolizeiliche Genehmigung für die Einfahrt der FSRU 1 in den Industriehafen Lubmin zu Beginn der Phase I und für den Umschlag des LNG von dem Offshore-Gasspeichertank, der FSU (Floating Storage Unit), auf die kleineren LNG-Carrier die Ausweisung einer Umschlagzone beantragt (vgl. Schreiben der Antragstellerin vom 30.08.2022). Ein Abwarten der Genehmigungen vor einer stattgebenden Ausnahmeentscheidung nach § 28a EnWG ist hingegen nicht erforderlich. Die gegenteilige Ansicht würde dazu führen, dass Projekte, für welche eine Ausnahme begehrt wird, mit zusätzlichen zeitlichen und wirtschaftlichen Risiken belastet würden.

3. Materielle Rechtmäßigkeit

- 52 Die Entscheidung ist auch materiell rechtmäßig, da für die LNG-Anlage Lubmin die Voraussetzungen einer Ausnahme vorliegen. Die geplante Anlage in Lubmin ist als LNG-Anlage i. S. d. § 28a Abs. 1 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 RL 2009/73/EG zu qualifizieren (siehe folgenden Abschnitt 3.1.). Für die LNG-Anlage in Lubmin liegen auch die anderen Voraussetzungen einer Ausnahme vor. Die LNG-Anlage verbessert den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung (siehe folgenden Abschnitt 3.2.). Es handelt sich um eine größere neue Infrastruktur (siehe folgenden Abschnitt 3.3.). Das Investitionsrisiko ist so hoch, dass die Investition ohne Ausnahme nicht getätigt würde (siehe folgenden Abschnitt 3.4.). Der besonderen Entflechtungsvorgabe, dass der LNG-Anlagenbetreiber von dem Netzbetreiber, in dessen Netz die Infrastruktur verwirklicht wird, entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG getrennt ist, wird genüge getan (siehe folgenden Abschnitt 3.5.). Die Vorgabe zur Erhebung von Entgelten ist gewährleistet (siehe folgenden Abschnitt 3.6.). Es sind keine nachteiligen Auswirkungen der Ausnahme auf den Wettbewerb auf den jeweiligen Märkten, die wahrscheinlich von der Investition betroffen sein werden, auf das effiziente Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes, auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze oder auf die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union festzustellen (siehe folgenden Abschnitt 3.7.). Vor der Gewährung einer Ausnahme sind zudem Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung bestimmt worden (siehe folgenden Abschnitt 3.8.).
- 53 Sind die Ausnahmevoraussetzungen für die LNG-Anlage gegeben, so steht die Entscheidung über die Gewährung einer Ausnahme im Ermessen der Beschlusskammer. Unter Abwägung aller

Gesichtspunkte hat sich die Beschlusskammer entschieden, die Ausnahme unter Nebenbestimmungen zu genehmigen (siehe folgenden Abschnitt 3.8.).

3.1. Antragsgegenstand

- 54 Gemäß § 28a EnWG können LNG-Anlagen als größere neue Infrastruktur befristet von der Regulierung ausgenommen werden. Die von der Antragstellerin in Lubmin geplante Anlage stellt eine LNG-Anlage i. S. d. § 28a Abs. 1 EnWG (siehe folgende Abschnitte 3.1.1. und 3.1.2.; zur Einordnung als größere neue Infrastruktur, siehe Abschnitt 3.3.) dar.
- 55 Bei der geplanten Anlage handelt es sich um eine schwimmende Anlage zur Einfuhr, Entladung, vorübergehenden Speicherung und Wiederverdampfung von LNG zur anschließenden Einspeicherung in das Fernleitungsnetz (vgl. Antrag vom 28.07.2022, S. 2 und dortigen Verweis auf § 2 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Nr. 6.1 der Anlage des Gesetzes zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases vom 24.05.2022, LNG-Beschleunigungsgesetz, LNGG, sowie Schreiben der Antragstellerin vom 30.08.2022, Anlage 12, S. 1). Die Errichtung der geplanten LNG-Anlage erfolgt in zwei Phasen. Im Rahmen der Phase I wird zunächst eine Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 4,5 Mrd. m³/a zur Verfügung stehen, geplant ab 01.12.2022. Die Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von insgesamt 13,5 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr wird mit Abschluss von Phase II, geplant ab 01.10.2024, erreicht sein (vgl. Schreiben der Antragstellerin vom 30.08.2022, Anlage 12, S. 2).
- 56 Für die LNG-Anlage Lubmin sind im Wesentlichen die folgenden Komponenten vorgesehen (vgl. dazu Antrag vom 28.07.2022, S. 8 ff. sowie Schreiben der Antragstellerin vom 30.08.2022, Anlage 12, S. 2):

Phase I (Jahresdurchsatzkapazität i.H.v. 4,5 Mrd. m³/a ab 01.12.2022):

- ein außerhalb des Greifswalder Boddens fest verankerter Gasspeichertank (Floating Storage Unit, FSU)), als An- und Entladepunkt der Terminalnutzer sowie als Zwischenspeicher für das LNG;
- ein FSRU im Hafen von Lubmin als Regasifizierungsanlage (Hafen-FSRU, FSRU 1);
- mindestens drei Shuttle-Schiffe (small low-emission LNG Carriers, SLNCG), die LNG vom FSU zum Hafen-FSRU, FSRU 1, transportieren;
- eine Anschlussleitung zur Weiterleitung des regasifizierten LNG vom Hafen-FSRU, FSRU 1 in das Fernleitungsnetz (Onshore-Anschlussleitung).

Phase II (Jahresdurchsatzkapazität i.H.v. weiteren 7,0 Mrd. m³/a ab 01.12 2023):

- ein weiteres außerhalb des Greifswalder Boddens fest verankertes FSRU (Offshore-FSRU, FSRU 2) als An- und Entladepunkt für Terminalnutzer, Zwischenspeicher und zusätzliche Regasifizierungsanlage. Durch das Offshore-FSRU, FSRU 2 wird die FSU aus Phase I obsolet.
- eine Offshore-Anschlussleitung zur Weiterleitung des unmittelbar im Offshore-FSRU, FSRU 2 regasifizierten LNG in das Fernleitungsnetz;
- mindestens drei Shuttle-Schiffen, die im Offshore-FSRU, FSRU 2 zwischengespeichertes LNG vom Offshore-FSRU zusätzlich zum Hafen-FSRU, FSRU 1 transportieren;
- einer Onshore-Anschlussleitung zur Weiterleitung des im Hafen-FSRU, FSRU 1 regasifizierten LNG in das Fernleitungsnetz.

Phase II (Jahresdurchsatzkapazität i.H.v. weiteren 2,0 Mrd. m³ ab 01.10. 2024):

- zwei außerhalb des Greifswalder Boddens fest verankerte FSRU (FSRU 1+FSRU 2) als An- und Entladepunkte, Zwischenspeicher und Regasifizierungsanlagen; insoweit wird zusätzlich zu dem bereits außerhalb des Greifswalder Bodden befindlichen Offshore-FSRU, FSRU 2 das Hafen-FSRU, FSRU 1 nach offshore verlegt. Der Einsatz der SLNCG ist dann vollständig verzichtbar.
- eine Offshore-Anschlussleitung für die FSRU 1+2 an das Fernleitungsnetz;
- eine Anlegestelle im Hafen Lubmin mit für Phase I neu errichteter Onshore-Anschlussleitung zur ggf. folgenden Wasserstoffnutzung.

57 Neben den Dienstleistungen im sog. Large-Scale Bereich (Entladen, vorübergehende Speicherung, Wiederverdampfung und Einspeicherung in das Fernleitungsnetz), sieht die Antragstellerin zudem auch die Möglichkeit vor, Dienstleistungen im sog. Small-Scale Bereich, auch Dispatch- oder Betankungsdienstleistungen genannt, anzubieten.

58 Gemäß den Darlegungen der Antragstellerin sind folgende Dienstleistungen für die Nutzer vorgesehen und zu unterscheiden:

59 Large-Scale Nutzer müssen über folgende Nutzungsrechte verfügen:

- Annahme und Entladung anlandender LNG-Cargos der Anlagennutzer;
- Zwischenspeicherung des LNG für den Zweck der Regasifizierung;
- Regasifizierung des LNG und anschließende Einspeisung des regasifizierten LNG in das deutsche Fernleitungsnetz.

60 [REDACTED]

61 Nutzer, die Small-Scale Dienstleistungen in Anspruch nehmen wollen, müssen zumindest eines der folgenden Nutzungsrechte erwerben:

- Anlegen, Entladen bzw. Beladen von Schiffen mit LNG; oder
- Bunkering, d.h. Beladen von Schiffen mit LNG auf hoher See; oder
- Beladen von Tanklastwagen mit LNG; oder
- Beladen von Eisenbahn-Kesselwagen mit LNG.

(vgl. zu den Large-Scale und Small-Scale Dienstleistungen Schreiben der Antragstellerin vom 30.08.2022, Anlage 12, S. 4ff.).

- 62 Bei der Betrachtung der einzelnen Dienstleistungen war vorliegend zur Bestimmung des genehmigungsfähigen Umfangs der Ausnahmegenehmigung zu bewerten, wie diese regulatorisch einzuordnen sind. Die Antragstellerin hat hier nachvollziehbar dargelegt, dass die von ihr vorgesehenen Dienstleistungen in Gestalt der Large-Scale LNG Dienstleistungen dem Begriff der LNG-Anlage und damit den Vorgaben des EnWG zuzuordnen sind (siehe folgenden Abschnitt 3.1.1.). Die Small-Scale LNG Dienstleistungen (siehe folgenden Abschnitt 3.1.2.) unterfallen hingegen nicht der Regulierung und sind demgemäß nicht von der Ausnahmegenehmigung umfasst. Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 30.08.2022 bestätigt, dass zwischen dem vorübergehend von der Regulierung befreiten und dem nicht-regulierten Bereich eine getrennte Buchhaltung für die entsprechenden Dienstleistungen und deren Nutzungsentgelte vorgesehen ist.
- 63 Im Einzelnen:

3.1.1. LNG-Anlage

- 64 Unter dem Begriff LNG-Anlage ist gemäß § 3 Nr. 26 EnWG eine Kopfstation zur Verflüssigung von Erdgas oder zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas zu verstehen; darin eingeschlossen sind Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich sind, jedoch nicht die zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Kopfstationen.
- 65 Die Definition des § 3 Nr. 26 EnWG ist wortgleich zur Begriffsbestimmung in Art. 2 Nr. 11 der Richtlinie 2009/73/EG.
- 66 LNG steht für „liquefied natural gas“, also verflüssigtes Erdgas, dessen Aggregatzustand in der LNG-Anlage verändert wird, indem entweder eine Verflüssigung durch Abkühlungseinrichtungen erfolgt oder eine Wiederverdampfung über Wärmestationen stattfindet (vgl. Schex, in: Kment, EnWG, 2. Auflage 2019, § 3, Rn. 71).
- 67 Die von der Antragstellerin geplante Anlage in Lubmin erfüllt die vorgenannten Anforderungen. Sie stellt eine Kopfstation zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas und zur Einspeisung des (wieder) gasförmigen Erdgases in das Fernleitungsnetz dar. Die

Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und anschließende Einspeisung in ein Fernleitungsnetz erforderlich ist, sind insoweit per definitionem Bestandteil der LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG.

- 68 Dass es sich bei der geplanten Anlage um eine schwimmende Anlage handelt, hindert diese Einordnung nicht. Der hier zugrunde zu legende LNG-Anlagenbegriff nach § 3 Nr. 26 EnWG bzw. dem wortgleichen Art. 2 Nr. 11 der Richtlinie 2009/73/EG unterscheidet insoweit nicht zwischen schwimmenden oder landgebundenen LNG-Anlagen, beide unterfallen dem energiewirtschaftsrechtlichen Begriff der LNG-Anlage. Maßgeblich ist allein, dass es sich um eine Kopfstation zur Verflüssigung von Erdgas oder zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas; darin eingeschlossen Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich sind, handelt. Dies ist hier gegeben.
- 69 Weiter spricht vorliegend nicht gegen die Einordnung als LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG, wenn die Antragstellerin erklärt, dass sie beabsichtigt, sowohl Dienstleistungen im Large-Scale Bereich als auch im Small-Scale Bereich anzubieten (vgl. Schreiben der Antragstellerin vom 30.08.2022, Anlage 12, S. 1). Sie führt hierzu aus, dass die Entladekapazität der Anlage größer ist als die Durchsatzkapazität der Regasifizierung:

- Phase I: [REDACTED]
[REDACTED];
- Phase II: [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

Es ist daher möglich, Small-Scale LNG Dienstleistungen einerseits und Large-Scale Dienstleistungen andererseits ohne gegenseitige Beeinträchtigung parallel durchzuführen (vgl. Schreiben der Antragstellerin vom 30.08.2022, S. 5).

- 70 Aus dem Wortlaut von § 3 Nr. 26 EnWG folgt insoweit unmittelbar, dass die Anlage durchaus für verschiedene Speicherfunktionen genutzt werden kann. Maßgeblich ist für die jeweilige rechtliche Einordnung dabei der Zweck der Speicherung. Dies gilt gemäß § 3 Nr. 26 EnWG ausdrücklich zunächst in Abgrenzung zur in § 3 Nr. 19c EnWG definierten Gasspeicheranlage. Danach unterfallen zu Speicherzwecken genutzte Teile der LNG-Kopfstation einer Gasspeicheranlage gemäß § 3 Nr. 19c EnWG und nicht einer LNG-Anlage nach § 3 Nr. 26 EnWG. Des Weiteren lässt sich über den Zweck auch eine Abgrenzung zu gegebenenfalls nicht dem EnWG unterfallenden Speicherfunktionen bzw. Diensten vornehmen.
- 71 Maßgeblich ist bei verschiedenen Speicherzwecken innerhalb desselben Tanks, dass eine Abgrenzbarkeit der verschiedenen Nutzungen des Speichertanks gegeben ist, um eine Einordnung

etwa zur LNG-Anlage, Gasspeicheranlage oder auch zum Large-Scale/ Small-Scale Bereich zu ermöglichen.

- 72 Die von der Antragstellerin vorgesehenen Dienstleistungen und zugehörigen Speicherzwecke sind entweder, wie vorstehend dargelegt, dem Begriff der LNG-Anlage zuzuordnen oder unterfallen als sogenannte Small-Scale Dienstleistungen, wie im folgenden Abschnitt erläutert, nicht der Regulierung.

3.1.2. Abgrenzung Small-Scale Dienstleistungen

- 73 Eine Speicherung von LNG zum Zwecke der Weiterverteilung in flüssiger Form im Rahmen der sogenannten Small-Scale Dienstleistungen (zu den einzelnen Small-Scale Dienstleistungen der Antragstellerin siehe oben in Abschnitt 3.1.) unterfällt nicht der Regulierung und ist demgemäß nicht von der Ausnahmegenehmigung umfasst. Diesem Ergebnis liegen die folgenden Erwägungen zugrunde.
- 74 Die Nutzungsmöglichkeiten für LNG gestalten sich vielfältig. Neben der Wiederverdampfung und der anschließenden Einspeisung in das Fernleitungsnetz kann das verflüssigte Erdgas auch für Anwendungen im Mobilitätsbereich genutzt werden. So spielt LNG im Schwerlastverkehr eine zunehmend wichtige Rolle als Treibstoff und kommt auch als Kraftstoff im Schiffsverkehr zum Einsatz. Wird das LNG als Endprodukt bei Endverbraucheranwendungen oder auch industriellen Anwendungen direkt, d.h. in flüssiger Form, genutzt, wird dieses Einsatzspektrum vorliegend auch als Small-Scale Bereich bezeichnet.
- 75 Eine temporäre Speicherung zum Zwecke der Weiterverteilung des verflüssigten Erdgases, etwa mittels LNG-Tankschiffen oder LNG-Tanklastwagen, im Small-Scale Bereich stellt dabei keine den Regulierungsvorgaben des EnWG unterfallende Speicherung dar. Denn solche Speichertanks im Small-Scale Bereich, die über keine Verbindung zu einer regulierten LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG oder einem sonstigen Gasversorgungsnetz i. S. d. § 3 Nr. 20 EnWG verfügen, unterliegen bereits mangels Leitungsgebundenheit per se nicht der Regulierung nach dem EnWG. Bei einer, wie hier geplanten, integrierten Nutzung des Speichers einer LNG-Anlage nach § 3 Nr. 26 EnWG gegebenenfalls auch für Small-Scale Dienstleistungen ist die Leitungsgebundenheit und damit der eröffnete Anwendungsbereich des EnWG demgegenüber zwar zunächst zu bejahen (vgl. § 1 Abs. 1 EnWG, Zweck des Gesetzes). Eine Anwendung der Regulierungsvorgaben des EnWG kann jedoch auch auf diese an ein Gasversorgungsnetz angeschlossenen Speicher für den Small-Scale Bereich anhand des Zweckes der Speicherung letztlich verneint werden.
- 76 Dafür spricht der Wortlaut des § 3 Nr. 26 und Nr. 19c EnWG, der zur Abgrenzung einer LNG-Anlage von einer Gasspeicheranlage ausdrücklich auf den Speicherzweck abstellt. Ist die vorüber-

gehende Speicherung zur Wiederverdampfung für die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich, handelt es sich um eine Speicherung gemäß der LNG-Anlage des § 3 Nr. 26 EnWG. Dient der Speicher allein „Speicherzwecken“ (die gesetzliche Formulierung, den Speicherzweck, aufgreifend: z. B. Hellermann, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015, § 3 Rn. 52), ist er als regulierte Gasspeicheranlage i. S. d. § 3 Nr. 19c EnWG einzustufen. Dient die (Zwischen)Speicherung des LNG, wie hier, der Weiterverteilung mittels Schiffen, Tanklastwagen oder Eisenbahn-Kesselwagen, ist der Small-Scale Bereich weder als regulierte LNG-Anlage nach § 3 Nr. 26 EnWG, noch als regulierte Gasspeicheranlage i. S. d. § 3 Nr. 19c EnWG einzuordnen. Der Small-Scale Bereich unterliegt hier mangels gesetzlicher Regelung demnach nicht der Regulierung nach dem EnWG.

- 77 Dafür sprechen auch systematische Erwägungen, da auf diese Weise ein klar abgrenzbarer Anwendungsbereich für und zu den in § 3 Nr. 26 und Nr. 19c EnWG genannten Speichern besteht und Wertungswidersprüche vermieden werden.
- 78 Andere Anhaltspunkte aufgrund einer historischen und teleologischen Auslegung lassen sich hier gleichermaßen nicht erkennen. Sinn und Zweck des EnWG sprechen vielmehr ebenfalls für eine Unterscheidung anhand des Zweckes der Speicherung. Sinn und Zweck des EnWG ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, vgl. § 1 Abs. 1 EnWG. Eine Speicherung von LNG zur Weiterverteilung im Small-Scale Bereich mittels Tanklastwagen, Kesselwagen oder Schiff dient jedoch gerade nicht der leitungsgebundenen Versorgung, sondern einem nicht leitungsgebundenen Verbringen von LNG durch die vorgenannten Transportmittel.
- 79 Für dieses Verständnis spricht auch der Gedanke der gleichmäßigen Gesetzesanwendung (Gleichbehandlungsgrundsatz). Denn es ist nicht ersichtlich, warum hier die identische Nutzung (Speicherung für den sogenannten Small-Scale Bereich), die bei Speichertanks, die nicht über eine Verbindung zu einer regulierten LNG-Anlage i. S. d. § 3 Nr. 26 EnWG oder einem sonstigen Gasversorgungsnetz i. S. d. § 3 Nr. 20 EnWG verfügen, wegen fehlender Leitungsgebundenheit des Speichertanks von vornherein klar als nicht regulierungsrelevant eingeordnet werden kann, nur aufgrund der kombinierten/integrierten Nutzung des Speichers einer LNG-Anlage hier der Regulierung unterfallen sollte. Auch in diesem Fall dient die Speicherung weiterhin nicht dem Zweck der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas, sondern der Weiterverteilung von LNG mittels Schiffen, Tanklastwagen etc.
- 80 Etwas Anderes lässt sich auch nicht aus der mit § 3 Nr. 26 EnWG wortgleichen europarechtlichen Regelung des Art. 2 Nr. 11 der Richtlinie 2009/73/EG erkennen.
- 81 Schließlich könnten allenfalls noch Abgrenzungsschwierigkeiten von dann regulierten und nicht regulierten Dienstleistungen im Sinne der Gefahr von Quersubventionierungen gegen ein solches

Verständnis sprechen, da hiervon nachteilige Auswirkungen auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Gas ausgehen könnten. Hierzu hat die Antragstellerin jedoch glaubhaft vorgetragen, dass sie sich zur Vermeidung von Quersubventionierung zwischen dem vorübergehend von der Regulierung befreiten und dem nicht-regulierten Bereich verpflichtet, eine getrennte Buchhaltung für die entsprechenden Terminaldienstleistungen und deren Nutzungsentgelte vorzusehen (vgl. Schreiben der Antragstellerin vom 30.08.2022, Anlage 12, S. 5). Das Vorliegen der vorbeschriebenen Gefahr einer Quersubventionierung ist hier daher nicht zu erkennen.

- 82 Nach alledem unterfallen LNG-Nutzungen im Small-Scale Bereich hier nicht der Regulierung durch das EnWG.

3.2. Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit

- 83 Gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG müssen durch die Investition der Wettbewerb bei der Gasversorgung und die Versorgungssicherheit verbessert werden. Außerdem darf sich gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG die Ausnahmegenehmigung nicht nachteilig auf den Wettbewerb auf den wahrscheinlich von der Investition betroffenen Märkten auswirken. Die Analyse zu Letzterem erfolgt in Abschnitt 3.7.
- 84 Alle Voraussetzungen sind von der Antragstellerin zur Überzeugung der Beschlusskammer mit dem von ihr vorgelegten Gutachten von Frontier Economics „Auswirkungen des geplanten LNG-Terminals „Deutsche Ostsee“ auf Versorgungssicherheit und Wettbewerb im Gasmarkt – Ökonomisches Gutachten im Auftrag der Deutschen ReGas GmbH & Co. KGaA (Deutsche ReGas)“ (im Folgenden: Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten), übersendet am 11.08.2022, nachgewiesen. Eine Ergänzung des ökonomischen Gutachtens (im Folgenden: Frontier Economics, Ergänzungsgutachten) wurde mit E-Mail vom 28.09.2022 bei der Beschlusskammer eingereicht. Inhalt dieses Ergänzungsgutachtens ist die wettbewerbliche Analyse und Bewertung des gesamten Großhandelsmarktes, bei welcher insbesondere die Käuferseite betrachtet wird, (siehe Abschnitt 3.7.1.5). Die Europäische Kommission hat in anderen Ausnahmeverfahren die Notwendigkeit gesehen, dass auch die Betrachtung des gesamten Downstream-Marktes vorzunehmen sei, um eine gesamthafte Bewertung der vorliegenden Wettbewerbssituation zu ermöglichen.
- 85 Die Beschlusskammer hat die seitens des Gutachters verwendeten Quellen geprüft sowie eingereichten Berechnungen plausibilisiert. Die Beschlusskammer kommt zu dem Ergebnis, dass die dargestellten wettbewerblichen Effekte und versorgungssicherheitsrelevanten Aspekte im Rahmen des Gutachtens von Frontier Economics nachvollziehbar sind. Die Beschlusskammer stützt ihre Argumentation im Rahmen der Wettbewerbsanalyse sowie der Versorgungssicherheit somit auf die von Frontier Economics ausgeführten Analysen und Berechnungen. Eine genaue Ausei-

nersetzung mit diesen erfolgt im Weiteren. Die Versorgungssicherheits- und Wettbewerbsanalysen im Rahmen dieses Gutachtens beschränken sich auf die Einspeisung von Erdgas in das Erdgasnetz.

- 86 Bei der Durchführung der Analysen wurde seitens des Gutachters auf die aktuelle Situation des nordeuropäischen als auch nationalen Gasmarktes (eine Einordnung des relevanten Produktmarktes erfolgt in Abschnitt 3.2.1.2) abgestellt, zudem wurden Prognosen erstellt. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Entwicklung des Gasmarktes von einer Vielzahl an Faktoren abhängt, wie z.B. wirtschaftlichen und politischen Änderungen mit Blick auf das Angebot und die Nachfrage von Erdgas. Eine valide Vorhersage und Bestimmung der Entwicklung des Gasmarktes ist daher nicht sicher möglich (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 26).
- 87 Das Gutachten hat nachfrageseitig nachfolgend skizzierte Annahmen für den nordwesteuropäischen Markt getroffen, welche für den deutschen Markt weitestgehend gleichermaßen zutreffend sind. Mittel- bis langfristig wird eine Reduktion des Gasverbrauchs angenommen. Zum einen ist diese Annahme auf klimapolitische Ziele und der Hebung von Energieeffizienzmaßnahmen zurückzuführen, welche auf europäischer Ebene u.a. im Fit für 55-Paket (vgl. <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>, Abruf am 25.10.2022) niedergelegt sind. Aber auch auf nationaler Ebene wurden auf gesetzgeberischer Ebene bereits massive Einsparungsvorgaben für die Energieversorgung mit Erdgas angestoßen. Auch die aktuellen erheblichen Preissteigerungen für Erdgas dürften Anreize zu Energieeffizienzmaßnahmen setzen. Das politisch motivierte Ziel, unabhängig von russischen Gasimporten zu werden, soll dazu führen, den Verbrauch von Erdgas langfristig zu reduzieren (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 26f.).
- 88 Erhebliche Veränderungen sind in der Anbieterstruktur von Erdgas zu verzeichnen. Die heimische Erdgasproduktion wird sich massiv reduzieren, dies gilt sowohl für den nordeuropäischen als auch für den deutschen Gasmarkt. Die konventionelle Eigenproduktion in Nordwesteuropa sinkt um rund 90% und in Deutschland um rund 70% bis zum Jahr 2030 (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 28 und 33). Dieser Rückgang auf nordwesteuropäischer Ebene begründet sich u.a. durch die Reduktion der Erdgasförderung in den Niederlanden. Der Ausstieg aus dem Förderfeld in Groningen führt dazu, dass die Niederlande künftig weniger Gas fördern als sie für die Deckung des nationalen Bedarfes benötigen. Bezogen auf den deutschen Markt hat dies zur Folge, dass eine bisher wichtige Erdgasquelle wegfällt. Für den deutschen Markt muss daher von sinkenden Importen aus den Niederlande nach Deutschland ausgegangen werden. Es wird für die Berechnungen und Analysen im Rahmen der Versorgungssicherheit und des Wettbewerbs daher unterstellt, dass sich die niederländischen Exporte bis zum Jahr 2030 auf 0 reduzieren (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 28 und 33).

- 89 Die durchgeführten Berechnungen und Analysen für die Lieferanten von Pipelinegas nach Nordwesteuropa unterliegen weiteren Restriktionen. So wird zwar kurzfristig unterstellt, dass norwegisches Gas einen bedeutenden Beitrag zur Versorgung Nordwesteuropas und damit auch Deutschlands leisten wird. Mittelfristig wird jedoch von einem Rückgang von Gasmengen aus Norwegen ausgegangen. Dies begründet sich zum einen in zunehmend ausgeförderten Feldern, aber auch einem Rückgang der Nachfrage (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 29). Die Produktions- und Pipelinekapazitäten seien aber Pressemitteilungen zufolge auch maximal ausgelastet, eine Erhöhung sei mit den gegebenen Feldern nicht möglich (vgl. <https://www.dw.com/de/norwegen-sichert-deutschland-gasliefierungen-zu-und-st%C3%B6%C3%9Ft-an-grenzen/a-62816704>; Abruf am 24.10.2022). Als Prämisse für das Gutachten wurde daher eine Prognose des norwegischen Petroleum Direktorats bis zum Jahr 2026 und danach der Szenariobericht 2022 „min“-Szenario zugrunde gelegt, welche sinkende Importe aus Norwegen unterstellt (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 29 und 34).
- 90 Nach der REPowerEU-Mitteilung (REPowerEU: gemeinsames europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen vom 08.03.2022, COM(2022) 108 final, im Folgenden: REPowerEU) beabsichtigt die Europäische Union vollständig unabhängig von Erdgasimporten aus Russland zu werden. Bis Ende 2022 sollen die Erdgasimporte aus Russland in die Europäische Union bereits um 30% sinken. Im Rahmen der Wettbewerbsanalyse wird die Annahme unterstellt, dass aufgrund der aktuellen geopolitischen Entwicklungen im Sommer 2022 – Reduktion bzw. Einstellung der Mengen aus Russland – ein vollständiger Ausstieg aus russischem Gas bis zum Jahr 2025 erfolgt. Dieser Prämisse zufolge würden letztmalig russische Importe im Jahr 2024 stattfinden. Diese Annahme werde gem. dem Gutachter durch die politischen Zielsetzungen in den Kernländern des nordwesteuropäischen Gasmarktes 2022 gestützt (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 29). Bezogen auf die durchgeführten Analysen bei der Versorgungssicherheit wurden aufgrund der hohen Unsicherheit russische Gasimporte bei der Versorgungssicherheit gar nicht berücksichtigt. Dieser Ausschluss russischer Importe erfolgt bereits ab dem Jahr 2022 in den Berechnungen und graphischen Darstellungen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 41).
- 91 Die Reduktion von leitungsgebundenen Gasimporten bedingen den Ausbau der LNG-Infrastruktur zur Deckung des nationalen Gasbedarfs. Zum aktuellen Zeitpunkt verfügt Deutschland noch über keine LNG-Anlage. Kurz- bis mittelfristig sind jedoch verschiedene Projekte in Planung bzw. in konkreter Umsetzung: Fünf ortsungebundene, schwimmende LNG-Anlagen (vgl. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/05/20220505-bund-und-niedersachsen-unterzeichnen-vereinbarung-zum-ausbau-der-Ing-und-greengas-importinfrastruktur-niedersachsen.html> sowie

bwmk-sichert-sich-fuenftes-schwimmendes-fluessigerdgasterminal-plus-anlandung-gruener-wasserstoff.html, jeweils Abruf am 24.10.2022), eine ortsfeste, landbasierte LNG-Anlage in Brunsbüttel sowie eine ortsfeste, landbasierte LNG-Anlage in Stade (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 34). Entsprechende Annahmen zum Import von LNG-Mengen wurden in den Berechnungen des Gutachters berücksichtigt.

- 92 Zeitlich liegt der Fokus der Wettbewerbsanalyse auf dem Jahr 2023, dem ersten vollständigen Jahr nach der geplanten Inbetriebnahme der LNG-Anlage Ende 2022, und dem Jahr 2024, dem Jahr in dessen Verlauf eine Kapazitätserhöhung auf das Maximum geplant ist. Zur Berücksichtigung der Auswirkungen zukünftiger Entwicklungen auf die Ergebnisse wurde zudem das Jahr 2030 näher betrachtet (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 51). Im Gutachten wird bezogen auf die Versorgungssicherheit der Zeitraum 2022 bis 2033 betrachtet. Für die durchgeführten Analysen wird für diesen Zeitraum die höchste Validität der Daten angenommen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 39).
- 93 Der Gutachter stützt seine Prognose im Wesentlichen auf die zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung verfügbaren Netzentwicklungspläne der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungsplan Gas, NEP 2022 - Zwischenstand) sowie des europäischen Verbands der Fernleitungsnetzbetreiber (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP, 2022 (2021)). So trifft der Gutachter die Aussage, dass eine in die Zukunft gerichtete Betrachtung von deutlich mehr als zehn Jahre (von heute) gesehen, nicht sinnvoll erscheint. Die Belastbarkeit einer solchen Betrachtung sei aufgrund der einzukalkulierenden Unsicherheit über die Entwicklung weiterer die Versorgungssicherheit betreffender Parameter eingeschränkt (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 39). Im Umkehrschluss bietet die Betrachtung der von Frontier Economics angenommenen Zeiträume bzw. Betrachtungsjahre damit die höchste Aussagekraft.
- 94 Sowohl für die Analyse der Wettbewerbswirkung als auch der Versorgungssicherheit gilt zwar, dass die Beurteilung des gesamten Zeitraums der Ausnahmegenehmigung relevant sein kann. Prognosen von Marktentwicklungen über einen längeren Zeitraum sind aber mit zu hohen Unsicherheiten, siehe vorherige Ausführungen, behaftet (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 39 und 51). Die Beschlusskammer teilt diese Einschätzung.
- 95 Grundlegendes Abgrenzungskriterium des Gutachters bei der Erstellung der Marktanalyse hinsichtlich der geographischen Marktabgrenzung war neben den Verfügbarkeiten von Transportkapazitäten die Preisintegration. In Anlehnung an bisher durchgeführte Marktanalysen für vergleichbare Verfahren hat sich Frontier Economics für den französischen Markt dazu entschieden, Frankreich für die Zwecke der Untersuchung nicht als Teil des relevanten Marktes einzubeziehen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 68). Auch wenn die Beschlusskammer bei der Analyse der Preisintegration in den letzten Jahren eine sehr hohe Integration des französischen

Marktes mit dem deutschen Markt festgestellt hat, kann diese Entscheidung von Frontier Economics nachvollzogen werden (siehe auch weitergehende Ausführungen unter Abschnitt 3.2.1.3).

- 96 Hinsichtlich der Verbesserung des Wettbewerbs ist auf das Investitionsprojekt unter den Rahmenbedingungen der Ausnahmegenehmigung abzustellen (siehe folgenden Abschnitt 3.2.1.). Die LNG-Anlage Lubmin verbessert zudem die Versorgungssicherheit. Erstens können durch sie neue Gasquellen weltweit erschlossen werden. Zweitens schafft sie durch eine Vielzahl neuer Transportrouten Redundanzen zu den bestehenden Importwegen. Nicht zuletzt erhöht sie die Flexibilität bei der Gasversorgung durch die Vielzahl an Transportrouten zu unterschiedlichsten Gasquellen weltweit. Die Antragstellerin hat diesen Befund mit verschiedenen vergleichenden und quantitativen Analysen der Versorgungssicherheit mit und ohne die entsprechende LNG-Anlage (sogenanntes kontrafaktisches Szenario) bestätigt (siehe folgenden Abschnitt 3.2.2.).

3.2.1. Verbesserung des Wettbewerbs bei der Gasversorgung

- 97 Die LNG-Anlage Lubmin verbessert den Wettbewerb bei der Gasversorgung. Dies belegt das von der Antragstellerin vorgelegte Gutachten von Frontier Economics, in dem die betroffenen Märkte, die erwarteten Marktentwicklungen und Wettbewerbseffekte eingehend untersucht werden.

3.2.1.1 Allgemeine Grundsätze

- 98 Voraussetzung für eine Ausnahme von der Regulierung ist, dass der Wettbewerb bei der Gasversorgung verbessert wird. Was hiermit gemeint ist, ergibt sich weder aus der Gesetzgebungsgeschichte des EnWG noch aus der insofern wörtlich umgesetzten Bestimmung von Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG (ehemals Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG) und muss deshalb auf der Grundlage systematischer und europarechtskonformer Auslegung einer praktischen Anwendung zugeführt werden.
- 99 Weder die Richtlinie 2009/73/EG noch § 28a EnWG stellen entgegen der sonst üblichen Terminologie auf den „relevanten Markt“ oder einen in anderer Weise spezifizierten Markt ab, obwohl die Richtlinie 2009/73/EG sich in anderen Normen auf näher spezifizierte Märkte bezieht. Ebenso wenig ist spezifiziert, wann der Wettbewerb auf einem bestimmten Markt verbessert wird.
- 100 Die Europäische Kommission geht in ihrem Vermerk zur Anwendung von Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG (vgl. Commission staff working document on Article 22 of Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and Article 7 of Regulation (EC) No. 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity – New Infrastructure Exemptions, vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final) davon aus, dass das Kriterium einer Verbesserung des Wettbewerbs in Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG ein Kriterium sui

generis darstellt, wenn auch die Prinzipien des allgemeinen Kartellrechts zu berücksichtigen („to have regard to“, a. a. O., Tz. 31) und entsprechende Analysetechniken anzuwenden sind („should apply analytical techniques that are consistent with those applied in competition cases at national and European level“, a. a. O., Tz. 36). Hierbei soll nicht jeder negative Effekt für die Ausnahme schädlich sein, sondern positive und negative Effekte müssen gegeneinander abgewogen und ausgeglichen werden:

- 101 “The enhancement-of-competition test in these provisions is a sui generis test. However, in the application of the test it is relevant to have regard to the principles developed under Articles 81 EC and 82 EC and the EC Merger Regulation. This implies that likely negative effects and likely positive effects must be assessed and balanced.” (a. a. O., Tz. 31).
- 102 Für die Beurteilung der Frage, ob eine Verbesserung des Wettbewerbs vorliegt, kommt es daher nicht zwingend darauf an, ob in einem der zu betrachtenden relevanten Märkte lediglich ein neutraler Effekt oder sogar eine Verschlechterung eintritt. Maßgeblich ist vielmehr eine Abwägung der möglichen negativen und der möglichen positiven Effekte.
- 103 Nach dem Wortlaut des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG kommt es darauf an, ob der Wettbewerb durch „die Investition ... verbessert“ wird. Demgegenüber ist nach § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG erforderlich, dass „die Ausnahme sich nicht nachteilig“ auf den Wettbewerb auf den wahrscheinlich von der Investition betroffenen Märkten auswirken darf. Dem liegt einerseits ein unterschiedlich strenger Maßstab (Verbesserung bzw. fehlende Nachteilhaftigkeit) zugrunde, andererseits ein anderes Bezugsobjekt (Investition bzw. Ausnahme).
- 104 Nach Auffassung der Beschlusskammer bezeichnet der Begriff „die Investition“ das dem Ausnahmeantrag zugrundeliegende Investitionsprojekt. Um feststellen zu können, ob die Investition den Wettbewerb verbessert, bedarf es eines Vergleichsszenarios (kontrafaktisches Szenario), dass im Fall des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG nur eine Situation ohne die Investition sein kann.
- 105 Hinsichtlich des Kriteriums nach § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG ist die Situation mit einem Investitionsprojekt mit erteilter Ausnahmegenehmigung zu vergleichen mit einer Wettbewerbssituation, die vorherrschen würde, wenn die Ausnahmegenehmigung nicht erteilt würde. Da die Ausnahme nur dann erteilt werden darf, wenn die Investition ohne die Ausnahme nicht getätigt würde (§ 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG), ist ein Szenario, in dem die LNG-Anlage errichtet wird, aber der Regulierung unterliegt, kein relevantes Vergleichsszenario. Insofern ist auch im Fall des § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG das Vergleichsszenario eine Situation ohne Investitionsprojekt.
- 106 Zu vergleichen sind demnach bei beiden Tatbestandsmerkmalen die Wettbewerbsverhältnisse ohne die neue Infrastruktur mit denen bei Bau des ausgenommenen Investitionsprojektes. Der Unterschied ist neben dem Maßstab (Verbesserung bzw. fehlende Verschlechterung), dass bei

§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG auf die Infrastruktur in der Form des Ausnahmeantrags abgestellt wird, bei § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG hingegen auf die Ausnahme selbst.

- 107 Die Definition des relevanten Marktes ist ein analytisches Hilfsmittel, welches systematisiert, bis zu welchen Grenzen Unternehmen (sowohl hinsichtlich der Produkte als auch in geographischer Hinsicht) miteinander im Wettbewerb stehen. Es sind jene Märkte zu betrachten, auf die die antragsgegenständliche Infrastruktur wahrscheinlich eine wesentliche Auswirkung hat, wobei untersucht wird, „welche konkurrierenden Unternehmen tatsächlich in der Lage sind, dem Verhalten der beteiligten Unternehmen Schranken zu setzen und sie daran zu hindern, sich einem wirksamen Wettbewerbsdruck zu entziehen“ (vgl. Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, 97/C 372/03 vom 9. Dezember 1997, Rn. 2). Die Betrachtung erfolgt dabei entsprechend allgemeiner wettbewerbsrechtlicher Grundsätze in sachlicher und räumlicher Hinsicht nach dem Bedarfsmarktkonzept. Dazu werden die sachlich und räumlich relevanten Märkte identifiziert, auf die sich die geplante Investition auswirken könnte.
- 108 „Der sachlich relevante Produktmarkt umfasst sämtliche Erzeugnisse und/oder Dienstleistungen, die von den Verbrauchern hinsichtlich ihrer Eigenschaften, Preise und ihres vorgesehenen Verwendungszwecks als austauschbar oder substituierbar angesehen werden.“ (vgl. Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft, 97/C 372/03 vom 9. Dezember 1997, Rn. 7).
- 109 „Der geographisch relevante Markt umfasst das Gebiet, in dem die beteiligten Unternehmen die relevanten Produkte oder Dienstleistungen anbieten, in dem die Wettbewerbsbedingungen hinreichend homogen sind und das sich von benachbarten Gebieten durch spürbar unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen unterscheidet.“ (vgl. a. a. O., Rn. 8).
- 110 Die Bereitstellung von Infrastruktur zum Import von LNG betrifft vor allem den Markt, dem der Import von LNG und dessen Umwandlung in Erdgas zuzurechnen wäre. Der relevante Markt ist abzugrenzen als das Erdgasaufkommen – bestehend aus Importen von leitungsgebundenem Erdgas und LNG sowie einheimischer Produktion – in Nordwesteuropa mit den Ländern Deutschland, Benelux-Länder, Dänemark, Frankreich und Vereinigtes Königreich.

3.2.1.2 Relevanter Produktmarkt

- 111 Der relevante Produktmarkt wird aufgrund des Konzepts der Substituier- oder Ersetzbarkeit abgegrenzt. Dabei werden Produkte ermittelt, die in vernünftiger Weise die betroffenen Produkte ersetzen können. Zwei Produkte sollten demnach nur dann demselben Markt zugerechnet werden, wenn sie in einem ausreichenden Maße gegenseitig substituierbar sind. Der Wechsel von

einem auf das andere Produkt sollte innerhalb einer relativ kurzen Zeitspanne und ohne signifikante Kosten möglich sein (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 54).

- 112 An der LNG-Anlage Lubmin wird LNG zum Hauptzweck der Regasifizierung und anschließenden Einspeisung in das vorhandene Leitungssystem importiert. Das regasifizierte LNG muss, um eingespeist werden zu können, die vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs e. V. vorgegebenen Qualitätsanforderungen an die Gasbeschaffenheit erfüllen und ist damit hinsichtlich der Produkteigenschaften nicht von anderem Erdgas zu unterscheiden, welches im gleichen Leitungssystem transportiert wird. LNG kann somit vollständig durch beispielsweise über Leitungen importiertes Erdgas substituiert werden und umgekehrt. Auch die Europäische Kommission sieht einen direkten Wettbewerb zwischen LNG und leitungsgebundenem Erdgas. So heißt es wörtlich:
- 113 “The Commission found that, in countries where import infrastructures for LNG are present, LNG would constitute a direct competitive constraint to gas imported via pipelines.”, vgl. COMP/M.6477 BP/Chevron/ENI/Sonangol/Total/JV, of 16 May 2012, Paragraph 18 mit Referenz zu COMP/M.4545 EQUINOR/HYDRO, of 3 May 2007).
- 114 Lokal produziertes Erdgas ist ebenfalls als Substitut zu nennen, so dass davon auszugehen ist, dass Händler im Großhandelsmarkt auf Preissignale reagieren und kurzfristig zwischen LNG, leitungsgebundenem Erdgas oder lokal produziertem Erdgas, welches auch die Produktion von Biomethan umfasst, wechseln können.
- 115 Im Ergebnis ist also der relevante betroffene Produktmarkt als das handelbare Erdgasaufkommen zu identifizieren. Davon umfasst sind LNG, leitungsgebundene Erdgasimporte und die lokale Produktion. Als Marktakteure sind auf der Angebotsseite Erdgas- und LNG-Produzenten zu nennen, denen nachfrageseitig sowohl Importgesellschaften als auch kleinere Akteure, die direkt oder indirekt über Großhandelsmärkte von Produzenten abgesetzte Mengen erwerben, gegenüberstehen. Es ist durchaus möglich, dass Marktakteure sowohl angebotsseitig als auch nachfrageseitig aktiv sind.

3.2.1.3 Relevanter geographischer Markt

- 116 Hinsichtlich der geographischen Abgrenzung eines Marktes ist die Frage zu erörtern, inwieweit Verbraucher oder Anbieter ihre jeweiligen Aktivitäten in ein anderes Gebiet verlagern würden, wenn entsprechende Preissignale dies rechtfertigten. In Analogie zur Abgrenzung des relevanten Produktmarktes sollte auch hier die Substitution innerhalb einer relativ kurzen Zeitspanne (maximal ein Jahr) und ohne signifikante Kosten möglich sein.
- 117 Im hier vorliegenden Fall liegt die geplante LNG-Anlage Lubmin im deutschlandweiten THE-Marktgebiet, sodass der relevante Markt für die in Lubmin importierten Gasmengen das gesamte Bun-

desgebiet der Bundesrepublik Deutschland umfasst. Ob Nachfrager bzw. Anbieter bei Preisveränderungen auf benachbarte Marktgebiete ausweichen, hängt (unter anderem) von den zwischen den in Frage kommenden Marktgebieten nutzbaren Transportmöglichkeiten und der Frage ab, zu welchem Preis diese genutzt werden können. So ist beispielsweise die Belieferung eines Verbrauchers in Deutschland mit in den Niederlanden beschafftem Gas nur dann lukrativ, wenn der in den Niederlanden zu zahlende Rohstoffpreis niedrig genug ist, um die zusätzlichen Transportkosten zu überkompensieren. Transportkosten sind europaweit reguliert und können auch bei sehr geringer Nachfrage nicht günstiger angeboten werden als durch die Regulierung vorgegeben. Bei einem Mangel an Transportkapazitäten sind jedoch Preisaufschläge auf den regulierten Tarif möglich. Demzufolge deutet ein Ausbleiben von solchen Preisaufschlägen darauf hin, dass kein Mangel an Transportkapazitäten existiert. Eine Auswertung der Beschlusskammer aller im Jahr 2019 durchgeführten gebündelten Kapazitätsauktionen auf der Auktionsplattform Prisma hat ergeben, dass lediglich bei 0,074% der Auktionen ein Preisaufschlag erfolgte. Aufgrund der aktuellen geopolitischen Ereignisse aufgrund des Ukraine-Krieges sind zuletzt in lokal begrenzten Bereichen einzelne Auktionen mit Preisaufschlägen durchgeführt worden. Diese Preisaufschläge sind aus Sicht der Beschlusskammer insbesondere vor dem Hintergrund der derzeitigen geopolitischen Lage und der damit verbundenen kurzfristigen Anpassungen der gewünschten Importquellen einzuordnen und sollten in einer mittelfristigen Betrachtung keine wesentliche Bedeutung mehr haben. Zumal die Beschlusskammer erwartet, dass sich die Transportkapazitäten aus baulicher Sicht zur Befriedigung der veränderten Nachfrage anpassen werden. Entsprechende Planungen sind von den Netzbetreibern bereits angestoßen worden und erste Vorhaben sollten bereits Ende 2022 abgeschlossen sein (vgl. OGE, Pressemitteilung vom 08.04.2022, LNG Terminal Wilhelms- haven: OGE plant Anbindung an das Fernleitungsnetz bis Ende 2022). Zur Sicherung der Energieversorgung ist zudem am 01.06.2022 ein Gesetz zur Beschleunigung der planungsrechtlichen Genehmigungsverfahren in Kraft getreten (LNG-Beschleunigungsgesetz – LNGG). Die aktuelle geopolitische Situation gibt zudem keinen Anlass die Entwicklung der letzten Jahre und die zunehmende Marktintegration in Frage zu stellen oder sogar eine gegenläufige Entwicklung anzunehmen. Aus diesem Grund hält die Beschlusskammer es nicht für wahrscheinlich, dass die aktuelle geopolitische Situation zu dauerhaften Transportbeschränkungen aus den benachbarten Marktgebieten führt. Aus Sicht der Beschlusskammer können daher die ermittelten Ergebnisse der Auswertung aus dem Jahr 2019 nach wie vor herangezogen werden. Demzufolge kann im Allgemeinen, insbesondere für den Zeitraum ab geplanter Inbetriebnahme der Anlage, von einer ausreichenden Menge an Transportkapazitäten ausgegangen werden. Insbesondere am Standort Lubmin wird gegenwärtig aufgrund der wegfallenden russischen Pipelinemengen davon ausgegangen, dass umfängliche Kapazitäten für die Ableitung der LNG-Mengen durch die Anbindungsleitungen Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL), Europäische Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) und Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) in das deutsche Fernleitungsnetz vorhanden

sind. Das schließt jedoch nicht aus, dass in lokal begrenzten Bereichen ein Nachfrageüberschuss nicht auch zukünftig auftreten kann. Aus deutscher Sicht ist dies jedoch eher im südöstlichen Bereich Deutschlands gegeben. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass die Auswertung Rückschlüsse nur auf die Transportkapazitäten zwischen angrenzenden Marktgebieten zulässt und Transportrestriktionen über mehrere Marktgebiete hinweg nicht betrachtet werden. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass mit steigender Entfernung zum Ursprungsmarkt auch die Transportrestriktionen zunehmen und Gas nicht ohne weiteres zwischen Deutschland und z.B. Portugal physisch bewegt werden kann.

- 118 Zusammenfassend kann also festgehalten werden, dass trotz der aktuellen geopolitischen Lage nach Einschätzung der Beschlusskammer kein Anlass besteht, in Frage zu stellen, dass mittelfristig für den Transport zwischen dem Marktgebiet, in das LNG importiert wird, und benachbarten Marktgebieten – mit Ausnahme des südöstlichen Bereichs Deutschlands – ausreichende Transportkapazitäten zur Verfügung stehen und demzufolge der relevante geographische Markt weiter zu fassen ist als das ursprüngliche Marktgebiet. Im Gegenteil sieht es die Beschlusskammer für notwendig an, für eine möglichst realistische Analyse in den Berechnungen zu den wettbewerblichen Auswirkungen auf den bestehenden integrierten nordwesteuropäischen Markt abzustellen. Eine Betrachtung eines hypothetisch eng abgegrenzten rein nationalen Marktes sollte aus Sicht der Beschlusskammer allenfalls zur Verprobung und Einordnung der Ergebnisse zum weiter gefassten nordwesteuropäischen Markt erfolgen. Aufgrund erhöhter Transportrestriktionen bei steigender Entfernung zum Ursprungsmarkt ist Europa als relevanter geographischer Markt wiederum zu weit gefasst.
- 119 Als weiteres Kriterium zur Abgrenzung des relevanten geographischen Marktes ist die Preisintegration zwischen Märkten zu betrachten. Eine hohe Preisintegration bedeutet, dass sich Preise im Wesentlichen parallel verhalten und es auch keine signifikanten Preisdifferenzen gibt. Ökonomisch betrachtet ist dies ein starkes Indiz für integrierte Märkte: Offenbar substituieren hinreichend viele Marktteure Gas zwischen den Handelsplätzen, kaufen also Gas da, wo es am günstigsten ist (unabhängig von nationalen Grenzen) bzw. verkaufen da, wo der höchste Preis erzielt wird (unabhängig von nationalen Grenzen). Integrierte Preise zeigen, dass diese sogenannte Arbitrage möglich ist und auch realisiert wird. Für wettbewerblich integrierte Märkte ist es dann gar nicht erforderlich, dass jeder Anbieter von und Nachfrager nach Gas hochflexibel zwischen Handelspunkten vermarktet. Solange es hinreichend viele Händler gibt, die so agieren können, gleichen sich die Preise an, sodass ein Akteur in einem nationalen Markt nicht unabhängig von der Wettbewerbssituation in den anderen benachbarten Ländern agieren kann (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 62f.). Diesbezüglich kommt die „Quo vadis“-Studie im Auftrag der Europäischen Kommission zur Schlussfolgerung, dass die Großhandelsmärkte von Dänemark, Belgien, dem Vereinigten Königreich, den Niederlanden und Deutschland eine einzige Preiszone bilden (vgl. EY/REKK, Quo vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market

Design for Europe, Studie im Auftrag der Kommission, Februar 2018, S. 5). Eine weitere Studie zum Thema Preisintegration stammt vom Oxford Institute for Energy Studies (vgl. Oxford Institute for Energy Studies (OIES), European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration, May 2017). Im Jahr 2017 wurde für den Zeitraum bis 2016 eine sehr hohe Preisintegration bezüglich der Handelspunkte NCG, GASPOOL, Zeebrugge (Belgien) und PEG Nord (Frankreich) festgestellt („*In North West Europe (TTF, NCG, Gaspool, ZEE, PEGN), price alignment and price level convergence continues to be strong: this region behaves as if it is a single-price area, i.e. a fully integrated transnational market for gas.*“, a. a. O., S. 18). Gemäß der Studie ist auch der britische NBP meist sehr gut integriert, jedoch nicht, wenn der seltene Fall eintritt, dass physische Flüsse auf dem Interconnector nicht möglich sind (a. a. O., S. 19). Frankreich wird gemäß den vorherigen Ausführungen im Gutachten (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 68) nicht als Teil des relevanten Marktes betrachtet. Dies wird mit nicht ausreichend vorhandenen verfügbaren Transportkapazitäten am einzigen Grenzübergangspunkt zwischen Frankreich und Deutschland begründet. Dies könnte einer Marktintegration, auch unabhängig von der Preisintegrität, entgegenstehen.

- 120 Die Beschlusskammer hat demgegenüber bei der Analyse der Preisintegration eine sehr hohe Integration des französischen Marktes mit dem deutschen Markt festgestellt. Aus Sicht der Beschlusskammer umfasst der relevante geographische Markt, wie auch bereits im Beschluss BK7-18-063-final sowie im Beschluss BK7-20-107-final ausgeführt, insofern die Region Nordwesteuropa mit den Ländern Deutschland, Frankreich, Benelux-Länder, Dänemark und Vereinigtes Königreich. Unterstützt wird diese Sichtweise von Marktakteuren, die von der Europäischen Kommission im Rahmen der Gazprom/Wintershall/Target Companies (COMP/M6910) Fusionskontrolle befragt wurden und insbesondere Deutschland, Belgien, die Niederlande und das Vereinigte Königreich als Mitgliedstaaten identifizierten, die einem regionalen Markt zuzurechnen seien (vgl. Gazprom/Wintershall/Target Companies (COMP/M6910), Rn. 88 bis 90).
- 121 Die oben beschriebene Marktintegration in Nordwesteuropa wird nach Ansicht der Beschlusskammer weiter voranschreiten, da gemäß der Richtlinie 2009/73/EG nach wie vor die Vollendung des Erdgasbinnenmarktes angestrebt wird. Insbesondere im hier betrachteten Zeitraum der Ausnahmegenehmigung ist nicht zu erwarten, dass eine gegenläufige Entwicklung einsetzt.
- 122 Es bedurfte aus Sicht der Beschlusskammer jedoch keiner Neuberechnung der Wettbewerbsanalyse. Dies begründet sich darin, dass bezogen auf die Marktabgrenzung die Einbindung von Frankreich in den nordwesteuropäischen Markt eine noch konservativere Annahme darstellt, denn unter Einbindung von Frankreich in den nordwesteuropäischen Markt läge angebotsseitig eine noch geringere Marktkonzentration vor. Folglich wäre eine negative Auswirkung der Ausnahmegenehmigung noch unwahrscheinlicher.

- 123 Eine Kurzauswertung der Beschlusskammer zur Preisintegration zwischen dem Handelspunkt des Marktgebietes THE und dem Handelspunkt PEG hat ergeben, dass Letzterer als zugehörig zur oben genannten Gruppe der Handelspunkte mit sehr hoher Preisintegration angesehen werden kann. Bis April 2022 war die Preisintegration sowohl in der Höhe als auch in der Entwicklung sehr stark ausgeprägt. Mit den aktuellen geopolitischen Ereignissen steht die parallele Preisentwicklung seit Anfang April 2022 weiterhin für eine hohe Preisintegration. Allerdings haben die jüngsten geopolitischen Ereignisse dazu geführt, dass die absolute Höhe des Preises zuletzt seit Anfang April 2022 zwischen den Marktgebieten THE und PEG einen Preisspread hervorgebracht hat. Aus Sicht der Beschlusskammer spiegelt der Preisspread seit Anfang April 2022 einen kurzfristigen Marktschock aufgrund der geopolitischen Ereignisse wider. Grundsätzlich ergeben sich durch größere Preisspreads auch mehr Möglichkeiten des Arbitragehandels, jedoch sieht die Beschlusskammer in der aktuellen Situation Parallelen zu vergangenen Situationen, in denen ein kurzfristiger Marktschock auch bereits in kurzfristigen extremen Marktsituationen aufgetreten ist und zu größeren Preisspreads geführt hat. Obwohl diese aktuelle Situation mit Erlass dieser Genehmigung weiterhin Bestand hat, stuft die Beschlusskammer ein so extremes Marktereignis als kurzfristigen Effekt ein. Bei dem im Rahmen der Ausnahme zu betrachtenden langjährigen Zeitraum ist maßgeblich, dass nach Einschätzung der Beschlusskammer mittelfristig nicht von einem weniger integrierten nordwesteuropäischen Markt auszugehen ist.

3.2.1.4 Zusammenfassung

- 124 Bezogen auf die oben vorgenommene Marktabgrenzung stellt die Beschlusskammer fest, dass durch die Investition der Wettbewerb verbessert wird. Denn solange eine Investition in physische Infrastruktur den Zugang zu zusätzlichen Gasquellen oder Gasmengen ermöglicht, ist sie per se wettbewerbsfördernd. Es werden physische Importkapazitäten bereitgestellt, welche es ohne die neue Infrastruktur nicht gäbe. Darüber kann Erdgas importiert werden. Auch ohne den konkreten Import würde sich der Wettbewerb bereits aufgrund des vorhandenen Potenzials zusätzlicher Importe erhöhen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 51). Mögliche negative Wettbewerbseffekte, die aus der Existenz der LNG-Anlage Lubmin resultierten und mit diesem positiven Effekt abzuwägen wären, sieht die Beschlusskammer nicht. Potenziell negative Wettbewerbseffekte, welche sich aus der Nutzung der neuen Infrastruktur bei Erteilung der Ausnahme ergeben, werden in Abschnitt 3.7. betrachtet.

3.2.2. Verbesserung der Versorgungssicherheit durch die LNG-Anlage

- 125 Die LNG-Anlage Lubmin führt in mehrfacher Hinsicht zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union i. S. d. § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG.

- 126 Nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG kann eine Ausnahme nur erteilt werden, wenn die Investition die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung verbessert. Zu betrachten war daher, ob sich die Versorgungssicherheit durch die Integration der LNG-Anlage Lubmin gegenüber dem Status quo (kontrafaktisches Szenario) verbessert. Auch wenn weder die Vorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG, noch die gleichlautende Regelung in Art. 36 Abs. 1 a) der Richtlinie 2009/73/EG hierzu eine Aussage treffen, sind in geografischer Hinsicht sowohl die Auswirkungen auf Deutschland als auch auf die Europäische Union, hier vor allem den maßgeblichen nordwesteuropäischen Markt (siehe Abschnitt 3.2.1.3), zu betrachten. Dies ist in sachlicher Hinsicht damit zu begründen, dass es sich letztlich um eine europarechtlich vorgegebene Regelung zum europäischen Binnenmarkt handelt. Hierfür spricht nunmehr zudem der systematische Kontext. Auch § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG und die gleichlautende Regelung in Art. 36 Abs. 1 a) der Richtlinie 2009/73/EG stellen nach einer Rechtsänderung nun auf die Auswirkungen auf die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union ab.
- 127 Die LNG-Anlage Lubmin diversifiziert die Gasversorgung, indem sie neue Quellen erschließt. Aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation ist die Diversifizierung der Gasquellen durch LNG-Anlagen und die Substituierung russischer Gasimporte zu einer wesentlichen und dringenden Voraussetzung gerade für die Sicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union geworden (siehe Abschnitt 3.2.2.2). Durch die LNG-Anlage Lubmin werden zudem neue Transportrouten eröffnet (siehe Abschnitt 3.2.2.3). Die zusätzliche Kapazität stärkt die Belastbarkeit (siehe Abschnitt 3.2.2.4) der Gasversorgung in Deutschland und der Europäischen Union. Zudem erhöht sich die Flexibilität der Gasversorgung (siehe Abschnitt 3.2.2.5), da eine Vielzahl neuer Gasquellen erschlossen werden können und neue Marktteilnehmer auch während der Dauer der Ausnahme Zugang zu der LNG-Anlage Lubmin haben (siehe Abschnitt 3.2.2.6).

3.2.2.1 Begriff der Versorgungssicherheit

- 128 Der Begriff der Versorgungssicherheit in § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG entspricht dem in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Gesetzeszweck einer „sicheren Versorgung“. Eine einheitliche Definition hat sich bislang weder auf nationaler noch auf internationaler Ebene durchgesetzt (vgl. Theobald, in: Theobald/Kühling, Energierecht Kommentar, 116. Ergänzungslieferung Mai 2022, § 1 EnWG, Rn. 17). Der Begriff der Versorgungssicherheit ist im Lichte des Art. 194 Abs. 1 b) AEUV zu lesen. Danach ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit als eines der vier Ziele der Energiepolitik der Europäischen Union auf ausreichende und zuverlässige Befriedigung der Nachfrage an Energie gerichtet (vgl. Hamer, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Europäisches Unionsrecht, 7. Auflage 2015, AEUV, Art. 194, Rn. 15). Letztlich spielen bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit die Fragen, ob eine hinreichende Gasversorgungsinfrastruktur zur Deckung der Nachfrage nach Erdgas – auch in einer Krisensituation oder bei besonders hoher Nachfrage

(Spitzenlast) – vorhanden ist, eine Rolle. Dementsprechend fließen in die Bestimmung und die Bewertung der Versorgungssicherheit Aspekte ein, die etwa auch § 51 Abs. 2 EnWG für das entsprechende Monitoring der Versorgungssicherheit spezifiziert: Dazu gehören u. a. das Verhältnis von Angebot und Nachfrage auf dem relevanten Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung sowie die Situation bei Nachfragespitzen oder bei Ausfällen von Versorgern.

- 129 In räumlicher Hinsicht ist der deutsche und europäische Gasmarkt und deren prognostizierte Entwicklung in den nächsten Jahren zu betrachten. Die Antragstellerin hat im Rahmen ihrer quantitativen Analysen nachvollziehbar auf Deutschland abgestellt, da die Versorgungssicherheitswirkung einer Infrastruktur oft lokal am relevantesten sein wird. Da die prognostizierten Entwicklungen in Nordwesteuropa ähnlich sind, dürften sich insoweit keine großen Abweichungen ergeben (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 39).
- 130 Zudem ist zu berücksichtigen, dass sich eine Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland immer auch positiv auf die Versorgungssicherheit der Europäischen Union, insbesondere der angrenzenden Länder Nordwesteuropas auswirkt. Die Bundesrepublik Deutschland ist durch die zentrale Lage innerhalb des europäischen Gastransportsystems und zahlreiche Verbindungen auf Fernleitungsebene über entsprechende Grenzübergangspunkte mit anderen Mitgliedstaaten als Transitland von wesentlicher Bedeutung für die Versorgungssicherheit innerhalb der Europäischen Union. Die LNG-Anlage Lubmin wird nach den Planungen der Antragstellerin an das deutsche und damit auch europäische Fernleitungssystem angeschlossen sein. Eine durch den Zubau der LNG-Anlage Lubmin verbesserte Versorgungslage in Deutschland kann es somit erleichtern, in einem Krisenfall Mengen in andere Mitgliedstaaten zu liefern. Im Fall der LNG-Anlage Lubmin können aufgrund der nutzbaren Anbindungsleitungen OPAL und EUGAL zudem insbesondere auch die Tschechische Republik, die Slowakische Republik, Ungarn und die Republik Österreich von den regasifizierten Mengen der LNG-Anlage profitieren.
- 131 Hinsichtlich des Zeitraums hat die Antragstellerin in ihren quantitativen Analysen in zulässiger Weise auf den Zeitraum bis 2033 abgestellt. Zwar geht die Dauer der Ausnahme von 20 Jahren über diesen Zeitraum hinaus. Aufgrund der mit zunehmendem Ausblick in die Zukunft wachsenden Prognoseunsicherheiten und der fehlenden Verfügbarkeit an belastbaren Daten ist eine zeitliche Beschränkung auf den Zeitraum bis 2033 jedoch angemessen und ausreichend, um beurteilen zu können, ob die LNG-Anlage einen Beitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit leistet (siehe Abschnitt 3.2.).
- 132 Eine Verbesserung der Versorgungssicherheit liegt nach dem Auslegungsvermerk der Dienststellen der Europäischen Kommission zu Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG (Vorgängervorschrift des Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG) bei jeder Diversifizierung der Versorgungsquellen vor, insbesondere bei der Erschließung einer neuen Quelle oder eines neuen Weges zu den relevanten Märkten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions, vom

06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 25.1). Dementsprechend hat die Regulierungsbehörde im Freistellungsverfahren nach Art. 36 Abs. 8 S. 4 e) der Richtlinie 2009/73/EG gegenüber der Europäischen Kommission Angaben dazu zu machen, welchen Beitrag die Infrastruktur zur Diversifizierung der Gasversorgung leistet. Diesen Vorgaben folgend, hat die Europäische Kommission in mehreren Stellungnahmen zu Freistellungsverfahren ausgeführt, dass eine Verbesserung der Versorgungssicherheit vorliegt, wenn durch eine Investition eine neue Route zum relevanten Markt geschaffen wird oder neue vorgelagerte Gasquellen an den Markt angebunden werden (vgl. Entscheidung der Europäischen Kommission vom 19.08.2022 zum LNG-Terminal in Stade, (C(2022) 6098 final, Rn 48ff.; Entscheidung der Europäischen Kommission vom 11.08.2022 zum EemsEnergyTerminal, (C(2022) 5947 final, Rn. 57ff.; Entscheidung der Europäischen Kommission vom 21.05.2021 zum LNG Terminal Brunsbüttel, (C(2021) 3814 final, Rn. 46ff.; Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 08.02.2008 zur Nabucco-Pipeline, CAB D(2008)/142, Rn.41 ff.; vgl. für eine Diversifikation der Routen: Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 22.05.2008 zur Poseidon-Pipeline, SG-Greffe (2007) D/203046, S. 2 und für eine Diversifikation der Gasquellen durch eine LNG-Anlage: Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 08.12.2020 zur LNG-Anlage South Hook, C(2020) 8948 final, Rn. 35f.; Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 25.11.2020 zur LNG-Anlage Alexandroupolis, C(2020) 8377 final, Rn. 28; Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 04.06.2013 zur LNG-Anlage Isle of Grain, C(2013) 3443 final, Rn. 29). Maßgebliche Gesichtspunkte, unter denen die Versorgungssicherheit gesteigert wird, sind damit einerseits eine Diversifikation der Bezugsquellen, andererseits aber auch die Schaffung von Redundanzen durch zusätzliche Transportmöglichkeiten (vgl. auch Däuper, in: Theobald/Kühling, Energierecht Kommentar, 116. Ergänzungslieferung Mai 2022, § 28a EnWG, Rn. 8; Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015, § 28a, Rn. 6).

- 133 In Bezug auf LNG-Anlagen heißt es im Auslegungsvermerk der Europäischen Kommission, dass eine umso größere Verbesserung der Versorgungssicherheit anzunehmen ist, umso mehr Flexibilität die Infrastruktur bei der Versorgung mit zusätzlichen Mengen in einem Notfall liefern kann. Aus diesem Grund könnten beispielsweise LNG-Anlagen durch die größere Auswahl an verschiedenen Gasquellen weltweit unter Umständen einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26).
- 134 Die Kommission unterstreicht zudem, dass effektive Mechanismen gegen das Horten von Kapazitäten oder eine Reservierung eines Teils der Kapazitäten für eine kurzfristige Vermarktung die Flexibilität bei der Gasversorgung mit zusätzlichen Mengen in einem Notfall erhöhen kann und damit die Versorgungssicherheit verbessern können (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26; vgl. auch Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 08.12.2020 zur LNG-Anlage South Hook, C(2020)

8948 final, Rn. 39f.; Stellungnahme der Europäischen Kommission vom 25.11.2020 zur LNG-Anlage Alexandroupolis, C(2020) 8377 final, Rn. 27).

3.2.2.2 Diversifikation der Bezugsquellen und Möglichkeit des Imports zusätzlicher Mengen zur Substituierung von russischen Gasimporten

- 135 Die aktuelle Entwicklung zeigt, dass Russland kein verlässlicher Energielieferant mehr ist. Es besteht nunmehr die dringende Notwendigkeit für Deutschland und die Europäische Union, sich unabhängig von Gasimporten aus Russland zu machen. Die zuletzt verhängte Einstellung der Gaslieferungen Russlands in europäische Partnerländer sowie diverse unterjährige Gaslieferstopps an vorhandenen Pipelines bis zuletzt hin zur Einstellung der Gaslieferungen nach Deutschland machen dies deutlich (vgl. <https://www.dw.com/de/russland-stoppt-gas-lieferungen-an-niederlande/a-61989218> sowie vgl. <https://www.tagesschau.de/ausland/europa/russland-north-stream-103.html>; jeweils Abruf am 14.10.2022). Darüber hinaus wäre aufgrund der derzeit bestehenden massiven Beschädigungen an den Gaspipelines Nord Stream 1 und eines Stranges der Nord Stream 2 eine kurzfristige Versorgung mit Erdgas durch diese Leitungen auf absehbare Zeit nicht möglich.
- 136 Im Jahr 2021 deckten russische Gasimporte 55% der deutschen und 40% der europäischen Erdgasnachfrage. Nach der REPowerEU-Mitteilung beabsichtigt die Europäische Union, wie bereits unter Abschnitt 3.2. ausgeführt, vollständig unabhängig von Erdgasimporten aus Russland zu werden. Bis Ende 2022 sollen die Erdgasimporte aus Russland in die Europäische Union bereits um 30% sinken. Neben Pipeline-Importen aus Norwegen, dem Ausbau erneuerbarer Energien und Energieeffizienzmaßnahmen sollen russische Erdgasimporte auch durch höhere Importe von verflüssigtem Erdgas über bestehende und zusätzliche LNG-Anlagen ersetzt werden (vgl. REPowerEU). Die LNG-Anlage Lubmin kann zukünftig mit einer jährlichen Importkapazität von ca. 4,5 Mrd. m³ bzw. 13,5 Mrd. m³/ Jahr (ab Sommer 2024) zu einer Deckung der Erdgasnachfrage in einer Größenordnung von etwa 15% der deutschen Erdgasnachfrage (ausgehend von der Gesamtnachfrage für das Jahr 2021 – Werte bezogen auf die jährliche Importkapazität von ca. 13,5 Mrd. m³, vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 37) beitragen. Zur Sicherung der Energieversorgung ist am 01.06.2022 ein Gesetz zur Beschleunigung der planungsrechtlichen Genehmigungsverfahren für den Bau der LNG-Infrastruktur in Kraft getreten (sogenanntes LNG-Beschleunigungsgesetz – LNGG). Darin wird anerkannt, dass der zügige Aufbau von LNG-Infrastruktur essentiell für die Versorgungssicherheit in Deutschland ist. Alle im Gesetz bezeichneten Vorhaben, zu denen auch das vorliegende Projekt in Lubmin gehört, liegen danach wegen ihres Beitrags zur Sicherung der Energieversorgung im überragenden öffentlichen Interesse sowie der öffentlichen Sicherheit. Die Bundesregierung hat aufgrund der Dringlichkeit zur Sicherung des

nationalen Gasbedarfs zudem im laufenden Jahr fünf schwimmende Flüssiggasanlagen gechartert, welche kurz- bis mittelfristig ausfallende leitungsgebundene Gaslieferungen ersetzen sollen (vgl. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/09/20220901-bwmk-sichert-sich-fuenftes-schwimmendes-fluessigerdgasterminal-plus-anlandung-gruener-wasserstoff.html>, jeweils Abruf am 24.10.2022).

- 137 Die LNG-Anlage Lubmin stärkt dem Vorgesagten zufolge die Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union, da sie bisher nicht unmittelbar für das deutsche Versorgungsgebiet verfügbare Gasvorkommen weltweit ohne Umweg über benachbarte Länder für die Gasversorgung in Deutschland erschließt. Durch die Abkühlung und Versetzung in einen flüssigen Aggregatzustand, verliert das Erdgas deutlich an Volumen und kann so in großen Mengen per Schiff auch über längere Distanzen transportiert werden. Damit können auch weit entfernte Gasquellen, etwa in Nordamerika, Katar oder Australien, unmittelbar für die Gasversorgung in Deutschland und Nordwesteuropa nutzbar gemacht werden, für die der Transport über Schiff die technisch einzige Transportmöglichkeit nach Europa ist.
- 138 Es ist nach alledem festzustellen, dass die LNG-Anlage Lubmin aufgrund des Ausbleibens russischer Gasimporte durch die Erschließung neuer Gasquellen und die Möglichkeit zusätzlicher Importe bereits kurzfristig einen essentiellen Beitrag leistet, um die Versorgungssicherheit für Deutschland und die Europäische Union zu sichern.

3.2.2.3 Redundanz durch Diversifikation der Transportrouten

- 139 Die LNG-Anlage Lubmin verbessert sehr kurzfristig die Versorgungssicherheit in Deutschland, indem sie neue Transportrouten für verflüssigtes Erdgas unmittelbar nach Deutschland bereits im Winter 2022/2023 eröffnet. Sie ermöglicht LNG-Importe unmittelbar nach Deutschland, ohne dass der Umweg über den Import über LNG-Anlagen im benachbarten Ausland, wie den Niederlanden, Belgien oder Frankreich genommen werden muss. Damit stellt sie eine Alternative zum Transport von Erdgas über andere LNG-Anlagen und Fernleitungen dar. In einem Notfall erhöht sich dadurch die Redundanz der Gasversorgung, da bei dem Ausfall einer Transportroute, etwa einer Importleitung oder dem Wegfall russischer Importe, ein Import fehlender Mengen über die LNG-Anlage Lubmin möglich wäre. Je mehr Routen es gibt, über welche auch zusätzliche Mengen Gas nach Deutschland und Europa transportiert werden können, umso größer ist die Versorgungssicherheit. Dies gilt besonders vor dem Hintergrund der aktuellen geopolitischen Situation und der Bemühungen um die Substituierung von russischen Gasimporten.
- 140 Die Antragstellerin hat diesen Befund auch empirisch mithilfe quantitativer Analysen durch einen unabhängigen Gutachter nachvollziehbar belegt (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 37ff.). Dabei hat sie die Situation mit der LNG-Anlage Lubmin und ohne die LNG-Anlage

Lubmin verglichen (kontrafaktisches Szenario). Hierzu hat sie mehrere Indizes verwendet, mit deren Hilfe Aussagen zur Diversifizierung der Versorgung und Belastbarkeit des Systems getroffen werden können. Für die Analyse hat die Antragstellerin auf Daten aus der Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas 2022 zurückgegriffen. Ergänzend wird auf Daten des BMWK hinsichtlich der staatlichen FSRU LNG-Anlagen sowie dem Szenariobericht 2022 Global Ambition für Biometan und die Entwicklung der Nachfrage zurückgegriffen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 41). Nach allen Analysen trägt die LNG-Anlage Lubmin bereits sehr kurzfristig zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland bei.

- 141 Mit Hilfe des sogenannten Import Route Diversification Index (IRD) kann die Diversifizierung von Gasimportrouten gemessen werden. Eine hohe Konzentration deutet hier auf eine hohe Abhängigkeit von einer oder wenigen Routen hin, während eine niedrige Konzentration auf eine hohe Diversifizierung der Routen hinweist. Je kleiner der Indikator ausfällt, umso höher ist die Versorgungssicherheit. Die Berechnungen des Gutachters haben ergeben, dass die Importrouten nach Deutschland bereits in der Ausgangslage (ab 2023) mit Werten von konstant unter 0,2 auf einer Skala zwischen 0 und 1 relativ gut diversifiziert sind. Die zusätzliche technische Kapazität der LNG-Anlage Lubmin verbesserte in der Analyse die Routendiversifikation weiter um ca. 7 % (2023) bzw. 13 % (2025) gegenüber dem kontrafaktischen Szenario ohne die LNG-Anlage Lubmin. Im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario steigt die Differenz bis 2029 weiter an, im weiteren Verlauf lässt sich dann eine konstante Indexdifferenz von ungefähr 14% konstant analysieren (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 43).
- 142 Die Antragstellerin hat somit nachvollziehbar belegt, dass die zusätzliche technische Kapazität durch die LNG-Anlage Lubmin zu einer sinkenden Abhängigkeit von bestehenden Importrouten führt. Darüber hinaus ermöglicht sie bereits sehr kurzfristig den Import zusätzlicher Gasmengen und damit eine Kompensation der derzeit ausstehenden russischen Gasimporte.

3.2.2.4 Steigerung der Widerstandsfähigkeit und Belastbarkeit der Gasversorgungsinfrastruktur

- 143 Die Antragstellerin hat mit Hilfe der verschiedenen Indikatoren N-1 Kriterium, Residual Supply Index und System Adequacy Index nachvollziehbar nachgewiesen, dass sich die Belastbarkeit und damit die Versorgungssicherheit der Gasversorgung in Deutschland und damit letztlich der Europäischen Union durch die LNG-Anlage Lubmin verbessert (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 43ff.).
- 144 Das N-1 Kriterium misst, ob die tägliche Spitzenlast auch dann gedeckt ist, wenn die größte Infrastruktur, die direkt oder indirekt zum Gasangebot auf dem Markt beiträgt, hypothetisch nicht mehr zur Verfügung stünde. Bei ihren Berechnungen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches

Gutachten, S. 44f.) hat die Antragstellerin neben den Importkapazitäten auch die Einspeisekapazitäten aus der einheimischen konventionellen, Biogas- und Wasserstoffproduktion und den Speichern berücksichtigt. Zur Bestimmung der täglichen Spitzenlast hat die Antragstellerin auf den „peak day demand“ im Best Estimate Scenario aus dem ENTSG TYNDP 2022 zurückgegriffen. Die größte Infrastruktur wurde als der Grenzübergangspunkt bzw. die Grenze mit der größten Einspeisekapazität nach Deutschland definiert. In den vorgelegten Berechnungen war dies die Summe der Grenzübergangspunkte aus Norwegen mit ihrer jeweiligen ausgewiesenen Entry-Kapazität. Gem. ENTSG-Vorgaben wird als größte Infrastruktur die Summe der Grenzübergangspunkte aus einem Nicht-EU Lieferantenland als eine Importroute betrachtet. Grund hierfür ist die Annahme, dass die Grenzübergangspunkte gleichzeitig ausfallen können. Im vorliegenden Fall ist Deutschland durch unterschiedliche Leitungen mit Norwegen verbunden. Die den Leitungen vorgelagerte Produktionsinfrastruktur ist zwar teilweise unterschiedlich, jedoch bestehen Interdependenzen, die einen gleichzeitigen Ausfall nicht gänzlich ausschließen. Daher erfolgt die Betrachtung des N-1 Kriteriums auf Basis der Zusammenfassung der gesamten Importkapazität aus Norwegen (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 44f.). Ein berechneter Wert von genau 100 im Rahmen des N-1 Kriteriums bedeutet, dass die Kapazität ohne die größte Infrastruktur gerade so ausreicht, um den täglichen Spitzenbedarf zu decken. Bei einem Wert von 200 wiederum kann der tägliche Spitzenbedarf ohne die größte Infrastruktur sogar doppelt abgedeckt werden.

- 145 Die Berechnungen der Antragstellerin ergaben, dass kurzfristig eine starke Abhängigkeit Deutschlands von der größten Infrastruktur vorliegt. Wie unter Abschnitt 3.2. dargestellt, werden russische Importpunkte bei der Analyse nicht berücksichtigt, daher liegt das N-1 Kriterium im Jahr 2022 nur bei knapp über 100. Ab dem Jahr 2023 steigt der Wert jedoch mehr oder weniger kontinuierlich an, auch ohne die gegenständliche LNG-Anlage Lubmin. Im kontrafaktischen Szenario steigt der Wert auf 130 im Jahr 2033, d.h. die Spitzenlast kann dann theoretisch auch ohne die größte Infrastruktur 1,3 Mal gedeckt werden. Da die LNG-Anlage Lubmin selbst nicht die größte Infrastruktur darstellt, steht es zumindest im unterstellten N-1 Fall als zusätzliche Kapazität für die Deckung der Nachfrage zur Verfügung. Daher kann bereits im Jahr 2025, wenn die maximale Kapazität der LNG-Anlage Lubmin erreicht ist, ein Wert von 130 erreicht werden. Im kontrafaktischen Szenario würde im Vergleich nur ein Wert von 120 erreicht werden. Eine verbesserte Belastbarkeit des Systems gilt analog auch für die Folgejahre (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 45).
- 146 Die Antragstellerin hat zudem mit Hilfe des Residual Supply Index berechnet (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 45ff.), wie hoch die Abhängigkeit der Gasversorgung in Deutschland vom größten Anbieter ist. Dieser Index gibt an, inwiefern das System noch die tägliche Spitzenlast decken kann, wenn der größte Lieferant (gegebenenfalls über mehrere Infrastrukturen) nicht mehr liefern kann. Der Analyse wurde Equinor/Petoro als größter Lieferant von Erdgas

nach Deutschland zugrunde gelegt (ohne Kapazitäten für russisches Gas), auch wenn hierbei zu berücksichtigen ist, dass Kapazitäten ggf. von anderen Akteuren gebucht sind oder sich das Gas bereits vor Grenzübertritt nach Deutschland in der Kontrolle anderer Akteure befindet. Daher gilt, dass diese Kapazitäten im Falle eines Ausfalls nicht mehr zur Verfügung stehen und entsprechende Transportkapazitäten nicht mehr bedient werden können. Die Berechnungen zeigten, dass die Spitzenlast auch ohne den größten Lieferanten im kontrafaktischen Szenario gedeckt werden könnte (Wert > 100). Der Deckungsgrad nimmt im Zeitverlauf sogar zu, da eine sinkende Spitzenlast, aufgrund sinkender Nachfrage (vgl. Abschnitt 3.2.) zugrundegelegt wird (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 45ff.).

- 147 Die Berechnungen anhand des Residual Supply Index im Szenario mit der LNG-Anlage Lubmin ergaben, dass sich die Abhängigkeit der Gasversorgung von dem größten Lieferanten durch die zusätzliche Kapazität der LNG-Anlage weiter verringert und sich die Versorgungssicherheit in Deutschland und damit auch der Europäischen Union weiter verbessert. So konnte im Szenario mit der LNG-Anlage Lubmin ein Residual Supply Index von 125 im Jahr 2025 berechnet werden, im kontrafaktischen Szenario ein vergleichsweise geringerer Wert von 118 (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 47).
- 148 Auch die Berechnungen anhand des System Adequacy Index (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 47f.) ergaben, dass sich die LNG-Anlage Lubmin positiv auf die Versorgungssicherheit in Deutschland auswirkt. Mit Hilfe des System Adequacy Index erhält man eine Aussage darüber, wie groß der verbleibende Puffer der Gasversorgung an Spitzenlasttagen ausfällt. Die Berechnungen der Antragstellerin im kontrafaktischen Szenario ergaben, dass sich das Verhältnis von Kapazität zur Spitzenlast durch den Zubau der LNG-Anlage Lubmin weiter verbessert. Im Jahr 2025 beispielsweise steigt der System Adequacy Index von 0,32 im kontrafaktischen Szenario auf 0,39 im Szenario, welches die LNG-Anlage Lubmin berücksichtigt, an (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 47).
- 149 Damit belegen die Berechnungen des Gutachters der Antragstellerin anhand der verschiedenen Indikatoren (N-1 Kriterium, Residual Supply Index und System Adequacy Index), dass sich die Belastbarkeit und damit die Versorgungssicherheit der Gasversorgung in Deutschland und damit auch der Europäischen Union durch den Zubau der LNG-Anlage Lubmin verbessert.

3.2.2.5 Steigerung der Flexibilität bei der Gasversorgung

- 150 Die LNG-Anlage Lubmin steigert auch die Flexibilität und damit auch die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung in Deutschland und der Europäischen Union.

- 151 Die Europäische Kommission hat darauf hingewiesen, dass eine umso größere Verbesserung der Versorgungssicherheit anzunehmen ist, umso mehr Flexibilität die Infrastruktur bei der Versorgung mit zusätzlichen Mengen in einem Notfall liefern kann. Aus diesem Grund könnten beispielsweise LNG-Anlagen durch die größere Auswahl an verschiedenen Gasquellen weltweit einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26).
- 152 Dies ist vorliegend der Fall. Zwar kann die Flexibilität durch langfristige vertragliche Bindungen entlang der Wertschöpfungskette Verflüssigung, Transport und Regasifizierung auch bei einer LNG-Anlage je nach Vergabe der Kapazitäten tatsächlich beschränkt sein. Die Flexibilität bei der Versorgung durch die LNG-Anlage Lubmin wird vorliegend jedoch letztlich auch durch die auferlegte Reservierungsquote in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität, das UIOLI-Verfahren und die Sekundärvermarktung gewährleistet. Denn so ist sichergestellt, dass jedes Jahr 10% der jährlichen Durchsatzkapazität für Dritte ungeachtet etwaiger bestehender langfristiger Lieferbindungen zugänglich sind.
- 153 Damit trägt die LNG-Anlage Lubmin zur Flexibilität und Verbesserung der Sicherheit der Gasversorgung in Deutschland und in der Europäischen Union bei.

3.2.2.6 Regeln zur kurzfristigen Vermarktung verbessern den Beitrag zur Versorgungssicherheit

- 154 Die der Antragstellerin unter Tenor zu 4. bis 7. auferlegten Regeln zur Gewährleistung eines transparenten und diskriminierungsfreien Zugangs für Dritte auch während der Dauer der Ausnahme verbessern die Flexibilität bei der Gasversorgung und tragen damit zur Versorgungssicherheit in Deutschland und in der Europäischen Union bei.
- 155 Effektive Mechanismen gegen das Horten von Kapazitäten oder eine Reservierung eines Teils der Kapazitäten für eine kurzfristige Vermarktung können die Flexibilität bei der Gasversorgung mit zusätzlichen Mengen in einem Notfall erhöhen. Damit können sie die Versorgungssicherheit verbessern (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 26).
- 156 Die Beschlusskammer hat der Antragstellerin effektive Regeln auferlegt, die gewährleisten, dass 10% der jährlichen Durchsatzkapazität der LNG-Anlage Lubmin auf kurzfristiger – jährlicher gegebenenfalls unterjähriger – Basis vermarktet werden können. Zudem hat die Beschlusskammer ein Recht auf Sekundärvermarktung und ein UIOLI-Verfahren vorgesehen, das eine effektive Nutzung der von den Primärkapazitätsinhabern nicht genutzten Kapazitäten auf kurzfristiger jährlicher gegebenenfalls unterjähriger Basis ermöglicht. Durch diese Regelungen wird sichergestellt, dass

möglichst viele potentielle Kunden auf jährlicher Basis Zugang zu der LNG-Anlage Lubmin erhalten. Dadurch wird die mögliche Abschottung der LNG-Anlage Lubmin durch langfristige Kapazitätsverträge über die gesamte Ausnahmedauer verhindert und die Flexibilität und Versorgungssicherheit der Gasversorgung verbessert.

- 157 Auch die Europäische Kommission hat in dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Brunsbüttel die Bedeutung der Vorgaben für eine diskriminierungsfreie und transparente Erstvergabe langfristiger Kapazitäten und die Vorgaben gegen die Hortung von Kapazitäten (Tenor zu 5. bis 7.), insbesondere zur Gewährleistung eines dauerhaften und gesicherten Zugangs für eine große Zahl an neuen Marktteilnehmern (kurzfristige Vermarktung aufgrund Reservierungsquote), für die Verbesserung der Versorgungssicherheit unterstrichen. Dies sei gerade aufgrund einer langen Genehmigungsdauer von Bedeutung (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 58). Lange Ausnahmegenehmigungen, durch die eine kleine Zahl an Marktteilnehmern das Monopol für den Zugang zu kritischen Infrastrukturen erhalten, können die Versorgungssicherheit beeinträchtigen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 57). Nach der Auffassung der Europäischen Kommission fördert der Zugang zu verschiedenen Versorgungsquellen auch über verschiedene Lieferanten die Versorgungssicherheit (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 59). Die genannten Vorgaben für die diskriminierungsfreie Vergabe der langfristigen Kapazitäten und Vorgaben gegen das Horten von Kapazitäten seien geeignet, Zugang zu der LNG-Anlage für neue Marktteilnehmer zu gewährleisten und damit die Abhängigkeit von einzelnen Marktteilnehmern zu verringern. Dies könne zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit führen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 59).

3.2.2.7 Zusammenfassung

- 158 Die LNG-Anlage Lubmin ermöglicht es, zusätzliche Gasmengen nach Deutschland und die Europäische Union zu transportieren und damit russische Gasimporte bereits sehr kurzfristig zu ersetzen. Sie verbessert die Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union, indem sie die Gasversorgung sowohl im Hinblick auf neue Gasquellen, als auch neue Transportrouten diversifiziert. Damit ist die LNG-Anlage Lubmin aufgrund der aktuellen politischen Lage essentiell, um insbesondere bereits sehr kurzfristig die Energieversorgung in Deutschland und der Europäischen Union zu sichern.
- 159 Dass die LNG-Anlage Lubmin die Redundanz der Gasversorgung in Deutschland erhöht, hat die Antragstellerin zudem anhand quantitativer Analysen (Import Route Diversification Index) nachgewiesen. Die zusätzliche Kapazität der LNG-Anlage Lubmin stärkt zugleich die Belastbarkeit der

Gasversorgung. Dies hat die Antragstellerin glaubhaft durch Berechnungen eines Gutachters mit Hilfe verschiedener Indikatoren (N-1 Kriterium, Residual Supply Index und System Adequacy Index) belegt. Die LNG-Anlage Lubmin schafft darüber hinaus mehr Flexibilität bei der Gasversorgung. Zum einen eröffnet sie die Möglichkeit, unterschiedlichste Gasquellen weltweit zu erschließen. Zum anderen wird unterschiedlichen Importeuren diskriminierungsfrei Zugang zu der LNG-Anlage Lubmin und zwar auch während der Dauer der Ausnahme auf kurzfristiger Basis eröffnet. Dies stellen die in Tenor zu 4. bis 7. auferlegten Regeln zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement sicher.

3.3. Größere neue Infrastruktur

- 160 Bei der LNG-Anlage Lubmin handelt es sich um eine größere neue Infrastruktur i. S. d. § 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 der Richtlinie 2009/73/EG.
- 161 Neu ist eine Infrastrukturanlage nach Art. 2 Nr. 33 der Richtlinie 2009/73/EG, wenn sie bis 04.08.2003 noch nicht fertiggestellt ist. Abweichend davon ist nach § 3 Nr. 29a EnWG eine Infrastruktur dann neu, wenn sie nach dem 12.07.2005 in Betrieb genommen ist. Da die Fertigstellung der LNG-Anlage Lubmin bis heute noch nicht erfolgt ist und die Inbetriebnahme erst nach dem 12.07.2005 erfolgen wird, die LNG-Anlage in Lubmin also nach beiden Definitionen als neue Infrastruktur anzusehen ist, kann das Verhältnis dieser Fristenregelungen zueinander offenbleiben. Sie sind vorliegend beide erfüllt.
- 162 Bei der LNG-Anlage in Lubmin handelt es sich auch um eine „größere“ Infrastrukturanlage im Sinne von § 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 der Richtlinie 2009/73/EG. Dieses Tatbestandsmerkmal ist einer Auslegung allerdings kaum zugänglich, da unklar bleibt, worin das Vergleichsobjekt besteht und wie der Größenunterschied zu bemessen ist.
- 163 Die Antragstellerin führt insoweit aus, dass die geplante LNG-Anlage Lubmin in der Lage sein werde, in Phase I jährlich 4,5 Mrd. m³/a und mit Abschluss von Phase II jährlich 13,5 Mrd. m³/a Erdgas in das deutsche Gastransportsystem einzuspeisen. Dies entspreche zumindest ca. 15% des gesamten jährlichen Verbrauchs in Deutschland (vgl. Antrag vom 28.07.2022, S. 19). Ob dies eine maßgebliche Bezugsgröße darstellt, kann hier letztlich dahinstehen. Angesichts der geplanten Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 13,5 Mrd. m³/a und dem Vergleich mit Jahresdurchsatzkapazitäten anderer LNG-Anlagen, die bereits von der Regulierung ausgenommen worden sind, sowie mit Blick auf die von der Antragstellerin bis zur Fertigstellung des Projekts veranschlagten Kosten in Höhe von etwa [REDACTED] Euro (dies schließt die auf die Antragstellerin entfallenden Anteile der Kosten für den Anschluss an das deutsche Fernleitungsnetz bzw. für dessen Ausbau ein, eine genaue Aufschlüsselung der Kosten findet sich in der Anlage 10, Frontier Economics, Risikobericht, S. 6) ist von einer gewissen Größe der LNG-Anlage Lubmin auszugehen.

Im Falle einer endgültigen Investitionsentscheidung sei nach Aussage des Gutachters der weit überwiegende Anteil der Gesamtkosten grundsätzlich nicht mehr reversibel (vgl. Anlage 10, Frontier Economics, Risikobericht, S. 6).

- 164 Die Beschlusskammer hat sowohl im Hinblick auf das Investitionsvolumen, als auch im Hinblick auf das Kapazitätswolumen keinen Zweifel daran, dass es sich bei der geplanten LNG-Anlage Lubmin um eine größere Infrastruktur handelt.

3.4. Investitionsrisiko

- 165 Zur Überzeugung der Beschlusskammer hat die Antragstellerin nachgewiesen, dass das Investitionsrisiko für die LNG-Anlage in Lubmin gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 2 Hs. 2 EnWG so hoch ist, dass die Investition ohne eine Ausnahmegenehmigung nicht getätigt würde. Dies betrifft sowohl die Höhe des Risikos als solches, als auch die Kausalität zwischen Risiko und Investitionsentscheidung, wobei die finale Investitionsentscheidung nach den im Verfahren erhobenen Feststellungen zum Zeitpunkt der Entscheidung noch nicht getroffen worden ist.

3.4.1. Allgemeine Grundsätze

- 166 Da das Risiko so hoch sein muss, dass die Investition ohne die Ausnahmegenehmigung nicht getätigt würde, muss es sich um ein über das übliche Maß hinausgehendes Risiko handeln. Die üblichen Investitionsrisiken, die im Rahmen regulierter Entgelte etwa durch die Bestimmung des Risikozuschlags beim Eigenkapitalzinssatz berücksichtigt werden können, sind folglich von den für eine Freistellungsentscheidung relevanten Risiken zu trennen.

3.4.2. Relevante Risiken

- 167 Als relevantes Risiko im Rahmen einer Ausnahmeentscheidung ist aus normativen Gründen nicht jedes beliebige Risiko in die Bewertung einzustellen, sondern nur solche Risiken, die regelmäßig mit einer Infrastrukturinvestition verbunden sind (vgl. etwa zuletzt: Beschluss vom 21.06.2021, BK7-18-063-final, S. 52ff.).
- 168 Maßgeblich sind vor allem ein etwaiges Auslastungsrisiko oder Risiko der Nichtnutzung der Investition („risk of non-use of the investment“) und zum anderen das Risiko, dass sich Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern („risk of change in cost and/or revenues in future“) (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 41; Stellungnahme der Europäischen Kommission zur OPAL-Entscheidung, K(2009) Nr. 4694, Rn. 32; Thole, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2019, §

28a EnWG, Rn. 11; Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015, § 28a, Rn. 7). Bei der Bewertung können insbesondere die Höhe der Projektkosten, die Länge der Amortisationsdauer, Verbrauchsprognosen, andere alternative konkurrierende Investitionsprojekte oder Veränderungen der Weltmarktbedingungen für Primärbrennstoffe herangezogen werden (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 41; Däuper, in: Theobald/Kühling, Energierecht Kommentar, 116. Ergänzungslieferung Mai 2022, § 28a EnWG, Rn.10).

- 169 Die Antragstellerin trägt diesbezüglich vor, dass vorliegend aus ihrer Sicht das Risiko, dass die Investition nicht genutzt werde („risk of non-use of the investment“) und das Risiko, dass sich die Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern („risk of change in cost and/or revenues in future“) maßgeblich seien. Die Antragstellerin hat dies im Rahmen des Verwaltungsverfahrens durch ein Gutachten (vgl. Frontier Economics, Risikobericht) belegt.
- 170 (1) Das Risiko einer Nichtnutzung der Investition („risk of non-use of the investment“) oder einer geringen Auslastung besteht vorliegend, da Investitionen für LNG-Anlagen im Fall einer mangelnden Auslastung oder Nichtnutzung regelmäßig zu versunkenen Kosten führen können. Die Kosten sind irreversibel, da die Investitionskosten nach dem Bau der Anlage nicht mehr zurückgewonnen werden können. Dies gilt zwar in besonderem Maße für ortsfeste On-Shore-Terminals und ist nicht ohne weiteres auf schwimmende, ortsungebundene FSRUs übertragbar. Die Antragstellerin hat aber insoweit gutachterlich nachgewiesen, dass die Investition in die ortsungebundene LNG-Anlage „Deutsche Ostsee“ in Lubmin mit erheblichen irreversiblen Investitionskosten, insbesondere resultierend aus take-or-pay-Verpflichtungen für das Leasing der FSRU und Kosten für die Hafeninfrastuktur sowie Anschluss- und Baukosten, verbunden ist (vgl. Frontier Economics, Risikobericht, S. 5f.). Eine Verwendung zumindest der Infrastruktur und Anschlusskosten für einen anderen als den ursprünglich geplanten Zweck dürfte ausscheiden. Für eine Projektfinanzierung, als etabliertes Finanzierungsinstrument insbesondere für kapitalintensive Vermögenswerte wie Leitungen oder LNG-Anlagen, bedeutet dies, dass das Vermögen eines LNG-Anlagenprojekts als solches kaum als Sicherheit für die benötigten Kredite akzeptiert wird. Da bei einer Projektfinanzierung alle Schulden ausschließlich über die Zahlungsströme des Projektes während der Betriebsphase zurückgezahlt werden, stützen sich Kreditgeber bei der Bewertung eines solchen Projekts auf die Risikofaktoren, die einen direkten Einfluss auf die in Zukunft erwarteten Zahlungsströme haben. Jede wesentliche Änderung, die sich auf die Zahlungsströme eines solchen Projekts auswirkt, schlägt sich in den Bedingungen für die Mittelbeschaffung und damit auf die Investitionsentscheidung nieder. Für eine betriebswirtschaftlich rationale Investitionsentscheidung bedarf es daher grundsätzlich einer zuverlässigen Prognose darüber, ob die LNG-Anlage während der Amortisationsdauer in angemessenem Umfang ausgelastet ist und hierfür gesicherte Entgelte erhoben werden können, die eine Refinanzierung ermöglichen. Langfristige Kapazitätsverträge sind geeig-

net, um Investoren die notwendige Planungssicherheit über Kapitalrückflüsse zu geben (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 42).

171 Die Antragstellerin hat nachvollziehbar dargelegt, dass der Abschluss der langfristigen Kapazitätsverträge maßgeblich auch davon abhängt, dass für die potentiellen Kunden die Rahmenbedingungen für die Kapazitätsnutzung und die Entgeltberechnung über die Amortisationsdauer berechenbar und sicher sind (vgl. Antrag vom 28.07.2022, S. 21ff. und Frontier Economics, Risikobericht, S. 15ff.). Das Risiko der Nichtnutzung oder Auslastung sinkt somit dann, wenn durch die Ausnahmegenehmigung das Risiko sich verändernder Kosten und Erlöse („risk of change in cost and/or revenues in future“) soweit gesenkt wird, dass die Antragstellerin durch den Abschluss langfristiger Verträge ausreichend Sicherheit über die Kapitalrückflüsse für Investoren schaffen kann. Ohne die Ausnahmegenehmigung bestünde daher ein relevantes Risiko der Nichtnutzung bzw. der mangelnden Auslastung der LNG-Anlage Lubmin.

172 (2) Es besteht vorliegend auch ein relevantes Risiko, dass sich die Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern.

Das Risiko, dass sich die Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern („risk of change in cost and/or revenues in future“), kann dabei zum einen aus einer geplanten, aber nicht realisierten Auslastung der LNG-Anlage resultieren (Auslastungsrisiko). So war, wie oben ausgeführt, in der Vergangenheit die Auslastung bestehender nordwesteuropäischer LNG-Anlagen eher niedrig. Insgesamt ist festzustellen, dass sich der LNG-Markt, auch aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation, in einem andauernden starken Wandel befindet. Nachdem das globale LNG-Transportvolumen in den Jahren 2011 bis 2015 bei geringen Schwankungen auf einem Niveau von etwa 330 Mrd. m³ verharrte, sind in den Jahren 2016 bis 2018 jährliche Steigerungsraten von durchschnittlich ca. 9% zu beobachten (vgl. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/28976/umfrage/lng-transport-weltweit-seit-1970/>, Abruf am 03.11.2022). Die Europäische Kommission geht von einer weiteren Steigerung auf 505 Mrd. m³ bis 2023 aus (vgl. https://germany.representation.ec.europa.eu/news/eu-usa-handel-einfuehren-von-flussigerdgas-lng-die-europaische-union-steigen-2018-08-09_de, Abruf am 03.11.2022). Vor dem Hintergrund stark ansteigender Verflüssigungskapazitäten (in 2019 wurden Projekte mit einer jährlichen Verflüssigungskapazität in Höhe von 170 Mrd. m³ bewilligt, vgl. IEA, Global Gas Security Review 2019) ist auch in Zukunft mit starken Veränderungen des LNG-Marktes zu rechnen (vgl. IEA, Global Gas Security Review 2019). Insbesondere in einer derartigen Situation dienen längerfristige Kapazitätsverträge dann als Sicherheit für Finanzkontrakte und verringern die Volatilität der Zahlungsströme. Für eine gesicherte Projektfinanzierung ist daher, wie oben ausgeführt, der Abschluss solcher Verträge maßgeblich.

- 173 Das Risiko, dass sich Kosten und Erlöse in der Zukunft verändern, kann insoweit zum anderen aus veränderten rechtlichen Rahmenbedingungen resultieren. Die Antragstellerin hat hier zur Überzeugung der Beschlusskammer dargelegt, dass das Feststehen von rechtlichen Rahmenbedingungen entscheidend für ihre potenziellen Nutzer ist, die einen langfristigen Kapazitätsvertrag abschließen wollen. Die Antragstellerin führt insoweit aus, dass nicht ausgeschlossen sei, dass sich wesentliche regulatorische Rahmenbedingungen für den Zugang zu LNG-Anlagen bzw. zur Tarifierung von LNG-Anlagen nach Abschluss der langfristigen Kapazitätsverträge ändern bzw. mit Belastungen verbunden sind. Dadurch entsteht für beide Vertragsparteien, also die Antragstellerin und die potentiellen Nutzer, eine Unsicherheit über die Kapitalrückflüsse bzw. die Bedingungen zur Nutzung der erworbenen Kapazitäten. Die Unsicherheit über die Entgelte sowie die Zugangsbedingungen über die lange Zeit der vertraglichen Bindung und Amortisierung der LNG-Anlage Lubmin kann letztlich dazu führen, dass langfristige Buchungen nicht vorgenommen werden. Die Antragstellerin trägt weiter vor, dass jede Änderung in den Netzzugangs- bzw. Entgeltbestimmungen, welche nach Abschluss der langfristigen Buchungen vorgenommen werde, Einfluss auf die Kosten und Erlöse habe. Daher sei es wichtig, dass für die Laufzeit der verbindlichen, langfristigen Kapazitätsbuchungen stabile regulatorische Rahmenbedingungen vorlägen (vgl. Antrag vom 28.07.2022, S. 21ff. und Frontier Economics, Risikobericht, S. 15ff.).
- 174 (3) Aufgrund des Ukraine-Krieges und dem davon beeinflussten Marktumfeld dürften sich das Auslastungsrisiko und das Risiko sich ändernder Kosten und Erlöse gerade mittel- bis langfristig noch erhöht haben, auch wenn insbesondere kurzfristig aufgrund der Notwendigkeit der Diversifizierung der Gasquellen mit einer höheren Nachfrage nach Regasifizierungskapazität zu rechnen ist.
- 175 Bei der Bewertung des für eine Ausnahmegenehmigung erforderlichen Investitionsrisikos – insbesondere dem Risiko sich ändernder Kosten und Erlöse – ist eine Veränderung der Marktsituation etwa durch eine sinkende Nachfrage zu berücksichtigen (Commission staff working document on new infrastructure exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 41).
- 176 Aufgrund der aktuellen Situation ist denkbar, dass die Nachfrage nach Erdgas bzw. LNG zukünftig aufgrund verstärkter gesetzlich motivierter und preisgetriebener Energieeffizienzmaßnahmen und einem deutlich schnelleren Ausbau erneuerbarer Energien schneller und in einem größeren Umfang sinken kann. Solche Prozesse sind sowohl auf europäischer Ebene (Fit for 55 und REPowerEU), als auch auf nationaler Ebene bereits massiv angestoßen worden. Auch die aktuellen erheblichen Preissteigerungen für Erdgas dürften Anreize zu Energieeffizienzmaßnahmen setzen. Zudem erscheint es nicht vollkommen ausgeschlossen, dass eine politische Entscheidung für einen Ausstieg aus der Energieversorgung mit Erdgas gegebenenfalls vor 2050 getroffen wird. Derzeit sieht das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) bereits das Ende einer Nutzung für Erdgas bis 2043 vor (§ 5 Abs. 2 LNGG). Diese Umstände können gegebenenfalls zu einer verkürzten

Nutzungsphase für die LNG-Anlage Lubmin führen und begründen ein relevantes Auslastungsrisiko (risk of non-use of the investment) und damit zusammenhängend auch ein Risiko von sich ändernden Kosten und Erlösen (risk of change in costs and/or revenues in the future).

- 177 Aktuell werden zudem mit Unterstützung der deutschen Bundesregierung eine Reihe weiterer Projekte für LNG-Anlagen in Deutschland massiv vorangetrieben (vgl. etwa Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz – LNGG), um die Versorgungssicherheit Deutschlands und der Europäischen Union zu gewährleisten und schnellstmöglich unabhängiger von russischen Gasimporten zu werden. Dadurch ist zwar gerade kurz- und mittelfristig gegebenenfalls mit einer höheren Nachfrage nach Regasifizierungskapazitäten an deutschen LNG-Anlagen zu rechnen. Dem steht jedoch aller Voraussicht nach ein deutlich größeres Angebot an Regasifizierungskapazitäten gegenüber. Gleichzeitig bleibt die Konkurrenz im globalen LNG-Markt mit anderen Nachfragern, insbesondere dem asiatischen Markt, durch die erhöhte Nachfrage nach LNG, insbesondere auch aus Europa, bestehen. Aufgrund der Konkurrenzprojekte in Deutschland und Nordwesteuropa steigt das Auslastungsrisiko und das Risiko sich ändernder Kosten und Erlöse für das vorliegende Projekt (vgl. hierzu auch: Commission staff working document on new infrastructure exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 43).
- 178 Angesichts der durch die derzeitige geopolitische Situation beeinflussten dynamischen aktuellen Marktsituation (verstärkte Nachfrage nach dem Aufbau von Regasifizierungskapazitäten und Lieferkettenprobleme) erscheint es zudem nicht ausgeschlossen, dass sich die Gesamtinvestitionskosten erhöhen könnten. Auch dies führt zu einer Steigerung des Risikos sich ändernder Kosten und Erlöse.
- 179 Insgesamt ist festzuhalten, dass sich die Investitionsrisiken aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation und dem davon beeinflussten Marktumfeld (gegebenenfalls kürzere Nutzungsphase bzw. sinkende Nachfrage nach Erdgas, Konkurrenzprojekte und gegebenenfalls steigende Gesamtinvestitionskosten) insgesamt deutlich erhöht haben dürften.

3.4.3. Kausalität

- 180 Die Antragstellerin hat zur Überzeugung der Beschlusskammer dargelegt, dass die Ausnahme-genehmigung für die finale Investitionsentscheidung erforderlich ist, da die Investition ohne die Genehmigung nicht getätigt würde.
- 181 An der Kausalität zwischen Risiko und Investitionsentscheidung fehlt es dann, wenn die Investitionsentscheidung bereits vorbehaltlos getroffen wurde oder wenn absehbar ist, dass eine positive Investitionsentscheidung auch bei Ablehnung der Ausnahme getroffen werden wird. § 28a EnWG dient nicht dazu, Mitnahmeeffekte zu ermöglichen, so dass das besondere Risiko allein nicht aus-

reichend ist, wenn der Investor unabhängig davon bereit ist, das Projekt auch im regulierten Rahmen zu realisieren. Bei der Abhängigkeit der Investitionsentscheidung von der Erteilung der Ausnahme handelt es sich um ein subjektives Tatbestandsmerkmal, das zum Zeitpunkt der Entscheidung vorliegen und vom Antragsteller nachgewiesen werden muss. Nicht maßgeblich ist, ob der Investor sich nach Ablehnung des Ausnahmeantrags entschließt, im Lichte neuerer Erkenntnisse oder einer anderen Bewertung des wirtschaftlichen Umfelds gleichwohl zu investieren.

- 182 Die Antragstellerin hat glaubhaft dargelegt, dass potentielle Kunden nur dann bereit sind, einen langfristigen Vertrag mit der Antragstellerin abzuschließen, wenn eine Ausnahmegenehmigung und damit die Sicherheit über stabile Bedingungen bei der Kapazitätsnutzung und Entgeltberechnung vorliegt. Bei Ausbleiben solcher langfristigen Kapazitätsbuchungen ist aber die Grundlage für die Investitionsentscheidung in die LNG-Anlage Lubmin nicht mehr gegeben. Die Antragstellerin hat zur Überzeugung der Beschlusskammer erklärt, dass sie bei Fehlen langfristiger Kapazitätsverträge davon absehen würde, in den Bau der LNG-Anlage Lubmin zu investieren (vgl. Antrag vom 28.07.2022, S. 21ff. und Frontier Economics, Risikobericht, S. 15ff.).
- 183 Die Antragstellerin hat zudem glaubhaft erklärt, dass die finale Investitionsentscheidung bislang noch nicht getroffen worden ist und [REDACTED]. Bei den bisher ergriffenen Maßnahmen und Entscheidungen handele es sich lediglich um Vorbereitungsmaßnahmen. Der „point of no return“ sei dahingegen noch nicht überschritten. [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] Etwaige aufgrund der ergriffenen Vorbereitungsmaßnahmen entstehende Kosten für frustrierte Aufwendungen von Vertragspartnern oder Vertragsstrafen beliefen sich auf weniger als [REDACTED] der Investitionssumme. Hinsichtlich etwaiger Materialbestellungen für den Ausbau des Hafens in Lubmin gelte, dass dieses Material problemlos wieder veräußert werden könnte (vgl. Antrag vom 28.07.2022, S. 24). Soweit Instandhaltungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen im Hafen von Lubmin begonnen wurden, betrifft dies nach Aussage der Antragstellerin ein von der Errichtung der LNG-Anlage „Deutsche Ostsee“ in Lubmin rechtlich getrenntes Vorhaben eines von der Antragstellerin zu unterscheidenden Vorhabenträgers (Schreiben der Antragstellerin vom 30.09.2022).
- 184 Damit liegt die erforderliche Kausalität der Ausnahmegewährung für die zu treffende Investitionsentscheidung hier vor und die Ausnahmegenehmigung trägt dem bestehenden besonderen Investitionsrisiko entsprechend Rechnung. Die vorstehend ausgeführten Risiken der Nichtnutzung bzw. der mangelnden Auslastung und der Änderung von Kosten und Erlösen stellen für die Freistellungsentscheidung relevante, besondere Risiken i. S. d. § 28a Abs. 1 Nr. 2 Hs. 2 EnWG dar, die eine Ausnahme über einen Zeitraum von 20 Jahren beginnend ab der kommerziellen Inbetriebnahme von Phase I rechtfertigen.

- 185 Die Europäische Kommission hat in dem Ausnahmeverfahren für das LNG-Terminal Stade unterstrichen, dass insbesondere die Laufzeiten von Kapazitätsbuchungsverträgen ein Indikator für die Bestimmung der angemessenen Dauer einer Ausnahme sind (vgl. Europäische Kommission, Beschluss vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 129).
- 186 Die Ausnahmedauer ist jedoch auch vor dem Hintergrund dessen gerechtfertigt, dass die längsten Buchungsanfragen in dem von der Antragstellerin durchgeführten verbindlichen Interessenbekundungsverfahren für die Kapazitäten in Phase I 10 Jahre ab der von der Antragstellerin beabsichtigten Inbetriebnahme am 01.12.2022 bzw. 01.01.2023 betragen und in dem unverbindlichen Interessenbekundungsverfahren für die Kapazitäten in Phase II 10 Jahre ab der von der Antragstellerin beabsichtigen kommerziellen Inbetriebnahme von Phase II am 01.12.2023 und 01.10.2024 betragen. Die eingeräumte Ausnahmedauer von 20 Jahren geht zwar über diese Vertragsdauern hinaus. Dies ist jedoch gerechtfertigt, da sich das tatsächliche Datum der kommerziellen Inbetriebnahme der Phase II noch nach hinten verschieben kann und es sich zum anderen hier auch noch um unverbindliche Buchungsanfragen handelt. Die gewährte Ausnahmedauer gewährleistet daher, dass auch noch längere Verträge, insbesondere für die Kapazitäten der LNG-Anlage in Phase II, abgeschlossen werden können. Zum anderen hat auch die Europäische Kommission in dem Ausnahmeverfahren für das LNG-Terminal Stade bekräftigt, dass die Ausnahme auch nicht für weniger als 20 Jahre gewährt werden sollte, da dieser Zeitraum zum einen innerhalb der normalen steuerlichen Abschreibungszeiträume liege und zum anderen dieser Zeitraum auch am unteren Ende dessen liegt, was im Falle anderer LNG-Terminals gewährt wurde (vgl. Europäische Kommission, Beschluss vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 130).

3.5. Entflechtung

- 187 Die Antragstellerin genügt derzeit der besonderen Entflechtungsvorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG. Nach § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG muss die freizustellende Infrastruktur Eigentum einer natürlichen oder juristischen Person sein, die entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG von den Netzbetreibern getrennt ist, in deren Netzen die Infrastruktur geschaffen wird.
- 188 Das Entflechtungsgebot des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG fordert eine rechtliche Trennung des Betreibers der freizustellenden Infrastruktur von den Netzbetreibern, an deren Netz die neue Infrastruktur angeschlossen ist. Die Vorgabe dient der Verhinderung von Quersubventionierungen zwischen dem regulierten und dem unregulierten Netzbereich (vgl. Thole, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2019, § 28a EnWG, Rn. 12; Däuper, in: Theobald/Kühling, Energierecht Kommentar, 116. Ergänzungslieferung Mai 2022, § 28a EnWG, Rn. 11; Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015, § 28a, Rn. 8). Es kann daher nur durch die Übertragung des Netzbetriebs auf eine eigene Gesellschaft befolgt werden. Sinn

und Zweck der Vorschrift erfordern über den engen Wortlaut hinaus, dass nicht nur der Eigentümer der freigestellten Infrastruktur rechtlich vom Betreiber des regulierten Netzes getrennt sein muss, sondern auch und gerade der Betreiber der neuen Infrastruktur.

- 189 Die Voraussetzungen der rechtlichen Entflechtung liegen vor, da die Antragstellerin nicht zugleich Betreiberin des bestehenden regulierten Netzes im Unternehmensverbund ist, an welches die LNG-Anlage Lubmin angeschlossen werden soll. Betreiber der Fernleitungsnetze, an welche die LNG-Anlage Lubmin nach den Angaben der Antragstellerin angeschlossen werden soll, sind die zertifizierten Fernleitungsnetzbetreiber NEL Gastransport GmbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Fluxys Deutschland GmbH in Bezug auf die NEL-Leitung sowie die Lubmin-Brandov Gastransport GmbH und die OPAL Gastransport GmbH & Co. KG in Bezug auf die OPAL-Leitung für die Phase I. Im Rahmen der Phase II kommt nach den Angaben der Antragstellerin darüber hinaus gegebenenfalls ein Anschluss an die EU-GAL-Leitung in Betracht, die von den zertifizierten Fernleitungsnetzbetreibern GASCADE Gastransport GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH und ONTRAS Gastransport GmbH betrieben wird.
- 190 Soweit § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG darüber hinaus auf die Vorschriften der operationellen, informatorischen und buchhalterischen Entflechtung (§§ 8-10e EnWG) verweist, dient dies in gleicher Weise einer Entflechtung zwischen dem regulierten Bestandsnetz und der neu zu schaffenden Infrastruktur, für welche die Ausnahme beantragt wird.
- 191 Die Antragstellerin hat erklärt, dass sie als zukünftige Betreiberin der LNG-Anlage Lubmin entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG operationell, informatorisch und buchhalterisch von den oben genannten Fernleitungsnetzbetreibern, an deren Netze die LNG-Anlage potentiell angeschlossen wird, getrennt ist (vgl. Antrag vom 28.07.2022, S. 28 und Stellungnahme vom 11.11.2022).
- 192 Die Entflechtungsvorgabe hängt zudem in ihrem Bestand von der Ausnahmegenehmigung ab, so dass es ausreicht, wenn diese speziellen Vorgaben nach deren Erteilung eingehalten werden. Kritischer Zeitpunkt ist hierbei der Betrieb der neuen Infrastruktur. Dementsprechend hat die Beschlusskammer die Ausnahmegenehmigung mit einem Widerrufsvorbehalt für den Fall versehen, dass die speziellen Entflechtungsbestimmungen des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG nach Aufnahme des Betriebs der LNG-Anlage Lubmin nicht eingehalten werden (Tenor zu 9. c)). Dies ist notwendig, aber auch hinreichend, um die Einhaltung dieser Vorgaben zu gewährleisten.

3.6. Erhebung von Entgelten

- 193 Gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 4 EnWG müssen von den Nutzern der Infrastruktur Entgelte erhoben werden. Die Antragstellerin hat zur Überzeugung der Beschlusskammer dargelegt, dass sie ihren

Kunden die Nutzung der LNG-Anlage in Lubmin gegen entsprechende Kapazitätsentgelte anbieten wird.

- 194 Nicht zuletzt stünde schon der Antrag auf die Erteilung der Ausnahmegenehmigung im Widerspruch zu einer entgeltfreien Erbringung der Dienstleistung. Denn ein mit der Antragstellung verfolgtes Ziel der Antragstellerin ist gerade, stabile und auskömmliche Einnahmen aus Entgelten für einen möglichst langen Zeitraum sicherzustellen. In ihrem Antrag vom 28.07.2022 führt die Antragstellerin aus, dass sie Kapazitätsverträge mit den Nutzern der LNG-Anlage Lubmin abschließen wird. Basis dieser Verträge sind Nutzungsentgelte, die den Rückfluss des investierten Kapitals und den Betrieb des Terminals sicherstellen. Diesen Ausführungen ist somit nicht zu entnehmen, dass gesamthaft oder auch nur für einzelne Kunden eine Entgeltbefreiung diskutiert worden wäre. Ebenso wenig ist ersichtlich, dass einzelne der von der Antragstellerin angebotenen Dienstleistungen von einer Entgelterhebung auszuschließen wären.
- 195 Weitergehende Anforderungen an die Höhe und Struktur der Entgelte beinhaltet § 28a Abs. 1 Nr. 4 EnWG nicht. Die Antragstellerin macht in diesem Zusammenhang keinerlei Ausführungen über die Methode, auf deren Basis die Entgeltbildung vorgenommen werden soll. Die Antragstellerin führt jedoch aus, dass sie angemessene, diskriminierungsfreie und transparente Entgelte vereinbaren wird (vgl. Antrag vom 28.07.2022, S. 28). Um diese Voraussetzungen sicherzustellen, wird der Antragstellerin mit der vorliegenden Entscheidung auferlegt, Entgelte von ihren Nutzern zu erheben (siehe Tenor zu 3.). Die in Tenor zu 8. auch im Hinblick auf die Verpflichtung zur Erhebung von Entgelten tenorierte Mitteilungspflicht und der in Tenor zu 9. b) tenorierte Abänderungs- und Widerrufsvorbehalt stellen zudem sicher, dass die Beschlusskammer diese Vorgabe wirksam überwachen und durchsetzen kann.

3.7. Keine nachteiligen Auswirkungen der Ausnahme auf den Wettbewerb, das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes oder das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze bzw. der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union

- 196 Nach § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG kommt eine Ausnahme nur in Betracht, wenn sie sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb auf den jeweiligen Märkten, die wahrscheinlich von der Investition betroffen sind (siehe hierzu Abschnitt 3.7.1.), das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes (siehe hierzu Abschnitt 3.7.2.), das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes, an das die Infrastruktur angeschlossen ist (siehe Abschnitt 3.7.3.), oder auf die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union auswirkt (siehe Abschnitt 3.7.4.). Diese Voraussetzungen liegen unter Berücksichtigung der tenorierten Nebenbestimmungen (insbesondere Tenor zu 4. bis 7.) vor.

- 197 Während § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG auf die „Investition“ abstellt, steht bei § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG die Wirkung der Ausnahmegenehmigung und damit vor allem die Nutzung der Investition, wie sie im Ausnahmeantrag beschrieben wird, im Fokus. Dahinter steht die Überlegung, dass Investitionen durch die Vergrößerung der Infrastrukturkapazität im Allgemeinen den Zugang zu Märkten und damit den Wettbewerb in Gasmärkten fördern. Eine neue Infrastruktur hat daher per se generell positive Effekte auf den Wettbewerb. Dies gilt hingegen nicht ohne weiteres für die Bedingungen, unter denen sie genutzt werden kann oder für ihre konkrete Nutzung durch bestimmte Marktakteure.
- 198 Für die wettbewerbliche Bedeutung kommt es damit vor allem darauf an, ob und in welchem Umfang ein marktbeherrschendes Unternehmen Nutznießer der freigestellten Infrastruktur ist. Problematisch sind – wie im allgemeinen Wettbewerbsrecht – vor allem die Fälle, in denen ein marktbeherrschendes Unternehmen Hauptnutznießer der Befreiung ist.
- 199 Um festzustellen, auf welchen Märkten Wettbewerbsauswirkungen zu beobachten sind bzw. welche Märkte von der Infrastruktur im Hinblick auf Wettbewerbsauswirkungen wahrscheinlich betroffen sein können, ist die Marktabgrenzung das anerkannte Instrument. Basierend auf den allgemeinen Ausführungen in Abschnitt 3.2.1. bis hin zur Abgrenzung der relevanten Märkte, erfolgt in diesem Abschnitt eine Wettbewerbsanalyse, die die Wirkung der Ausnahmegenehmigung auf den relevanten Markt Nordwesteuropa (siehe Abschnitt 3.7.1.3) untersucht. Zusätzlich erfolgt eine weitere Analyse bezogen auf einen enger abgegrenzten nationalen Markt (siehe Abschnitt 3.7.1.4). Damit wird die Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes berücksichtigt, wonach der Gasgroßhandelsmarkt räumlich mindestens deutschlandweit abzugrenzen ist (vgl. Bundeskartellamt, B8-69/14, Rn. 97ff.). Ein enger abgegrenzter nationaler Markt wurde zudem auch in dem Ausnahmeverfahren für die geplante LNG-Anlage Brunsbüttel (Beschluss vom 21.06.2021, BK7-18-063-final) von der Europäischen Kommission in dem Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 69ff.) und in dem Ausnahmeverfahren für die geplante LNG-Anlage in Stade (Europäische Kommission, Beschluss vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 86ff.) bei der Bewertung des Vorliegens der Voraussetzungen des Art. 36 Abs. 1 e) Richtlinie 2009/73/EG bzw. § 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG für maßgeblich erachtet.

3.7.1. Wettbewerbswirkung der Ausnahmegenehmigung

- 200 Wie in Abschnitt 3.2.1.1 bereits ausgeführt, wird für die Analyse der Wettbewerbswirkung durch die Ausnahmegenehmigung das kontrafaktische Szenario einer Situation ohne LNG-Anlage Lubmin herangezogen. Entsprechend des Antrags der Antragstellerin auf Ausnahme von der Anwendung der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG wurde untersucht, ob von einer Befreiung von der Entgeltregulierung und von einer Befreiung des regulierten Drittzugangs zur LNG-Anlage Lubmin eine

nachteilige Wirkung auf den Wettbewerb ausgehen kann, die zu schlechteren Wettbewerbsverhältnissen führt, verglichen mit einer Situation ohne LNG-Anlage Lubmin.

- 201 Die Gewährung einer (beschränkten) Ausnahme von der Entgelt- und Zugangsregulierung wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb auf den jeweiligen Märkten, die wahrscheinlich von der Investition betroffen sein werden, aus. Im Rahmen dieser Bewertung wurde auch die wettbewerbsförderliche Wirkung der unter Tenor zu 4. bis 7. tenorierten Nebenbestimmungen zur transparenten und diskriminierungsfreien langfristigen Vergabe von Kapazitäten, einer Reservierungsquote, der Sekundärvermarktung und einem UIOLI-Verfahren berücksichtigt (siehe hierzu unter Abschnitt 3.8.4., insbesondere 3.8.4.2, 3.8.4.3 und 3.8.4.4).

3.7.1.1 Keine nachteilige Wirkung durch Ausnahme von der Entgeltregulierung

- 202 Die Gewährung der Ausnahme von der Entgeltregulierung wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb der wahrscheinlich von der Investition betroffenen Märkte aus.
- 203 Hinsichtlich der Ausnahme von der Entgeltregulierung ist festzustellen, dass dadurch eine Verschlechterung des Wettbewerbs nicht zu befürchten ist. Ziel der Entgeltregulierung ist, zu verhindern, dass ein monopolistischer Anbieter überhöhte Preise zugunsten seiner Monopolrendite durchsetzt. Käme es an der LNG-Anlage zu einer derartigen Preissetzung, würde sie gegebenenfalls wenig genutzt, weil potenzielle Kunden ausreichende Ausweichmöglichkeiten haben. Eine Verschlechterung des Wettbewerbs träte aber nicht ein, da im Extremfall einer völlig ungenutzten LNG-Anlage letztlich eine vergleichbare Situation vorherrschte, wie ohne LNG-Anlage.
- 204 Die Europäische Kommission hat in dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Brunsbüttel (Beschluss vom 21.06.2021, BK7-18-063-final) wie auch in dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Stade (Beschluss vom 19.09.2022, BK7-20-107-final) ausgeführt, dass sich die Ausnahme von der Entgeltregulierung nicht nachteilig auf den Wettbewerb auswirke, da die Tarife des Terminals nicht zur Diskriminierung verschiedener Kapazitätsinhaber führen und die Tarifierhöhungen nach der Erstvergabe auf 10% des Basistarifs begrenzt sind (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 99 sowie vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 110). Gleiches gilt für das vorliegende Verfahren.

3.7.1.2 Keine nachteilige Wirkung durch Ausnahme von der Zugangsregulierung

- 205 Die Gewährung einer – beschränkten – Ausnahme von der Zugangsregulierung wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb auf den wahrscheinlich von der Investition betroffenen Märkten bzw. dem Erdgasbinnenmarkt aus. Dabei wurde zudem berücksichtigt, dass der Antragstellerin

wirksame Engpassmechanismen auferlegt werden (siehe Tenor zu 4. bis 7.), die insbesondere einen dauerhaften Drittzugang in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität auf kurzfristiger Basis gewährleisten.

- 206 Eine hypothetische negative Wettbewerbswirkung könnte allenfalls aus der Befreiung vom regulierten Drittzugang nach § 20 EnWG resultieren. Ziel der Zugangsregulierung nach § 20 Abs. 1 EnWG ist, allen potenziellen Interessenten diskriminierungsfrei den Erwerb von Zugangskapazitäten zu ermöglichen. Da es sich bei LNG-Anlagen um Energieversorgungsnetze (vgl. § 3 Nr. 16 und Nr. 20 EnWG) handelt, gelten die Vorgaben des § 20 EnWG. Damit verbunden können u. a. Regeln sein, die den Zeitraum begrenzen, für den Kapazitäten im Voraus gebucht werden können. Im Leitungsbereich sind dies derzeit 15 Jahre. Im Falle einer Befreiung von der Zugangsregulierung kämen solche Begrenzungen nicht zum Tragen, sodass Kunden der LNG-Anlage die Möglichkeit erhalten, Kapazitäten für den kompletten Ausnahmezeitraum zu erwerben. Aus Wettbewerbssicht besteht das Risiko darin, dass ein einzelner Kunde für den kompletten Zeitraum die Maximalkapazität der LNG-Anlage bucht. Sofern die Analyse der Wettbewerbswirkung unter Annahme dieses Extrem-Szenarios zum Ergebnis führt, dass die Wettbewerbssituation keine Verschlechterung erfährt, gilt dies auch für alle anderen Szenarien, die z. B. beinhalten, dass mehrere Kunden Kapazitäten buchen oder Kapazitäten nicht für den gesamten Zeitraum der Ausnahme genehmigung erworben werden. Im zugrunde liegenden Gutachten werden neben dem kontrafaktischen Szenario „LNG-Anlage Lubmin wird nicht errichtet“ Alternativszenarien berechnet, welche die Wettbewerbswirkung untersuchen, wenn der alleinbuchende Kunde entweder derjenige ist, der im nordwesteuropäischen Markt als „größter Marktakteur“ auftritt (Szenario 1 mit Equinor/Petoro als größtem LNG-Anbieter im Jahr 2023/2024 und QatarEnergy im Jahr 2030) oder derjenige Marktakteur, der die Position des zweitgrößten Marktakteur (Szenario 2 „zweitgrößter Marktakteur“) innehat. So soll im Falle einer notwendigen Kapazitätsbeschränkung des größten Marktakteurs überprüft werden, ob und inwieweit diese auch für den zweitgrößten Marktakteur gelten solle.
- 207 Zur Beurteilung der Veränderung der Wettbewerbssituation greift die Beschlusskammer auf die entsprechenden Analyseverfahren im Gutachten (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 75ff.) zurück. Wie unter Abschnitt 3.2. ausgeführt, hält die Beschlusskammer aufgrund der durchgeführten Quellenüberprüfung sowie Plausibilisierung der Berechnungen das von Frontier Economics erstellte Gutachten für eine nachvollziehbare wettbewerbsökonomische Analyse. Die Ausführungen der Beschlusskammer im Weiteren beziehen sich daher auf die vom Gutachter durchgeführten Analysen und Berechnungen. Sofern nicht anders dargestellt, schließt sich die Beschlusskammer den herausgearbeiteten Ergebnissen an. Im Folgenden werden die konkreten Ergebnisse in ihrem jeweiligen Kontext näher dargestellt.

- 208 Der Gutachter untersucht für die beiden oben genannten Alternativszenarien die Veränderung von Marktanteilen der Marktakteure sowie Konzentrationsindizes und vergleicht diese mit Vorgaben aus dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) beziehungsweise den Leitlinien der Europäischen Kommission (Europäische Kommission, 2004/C31/03, Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse gemäß der Ratsverordnung über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen, Rn. 19/20).
- 209 Gemäß § 18 Abs. 4 und 6 GWB ist eine marktbeherrschende Stellung eines Unternehmens zu vermuten, wenn der Marktanteil dieses Unternehmens bei mindestens 40% liegt. Als gemeinschaftlich von zwei oder drei Unternehmen beherrscht gilt ein Markt ab einem Marktanteil von zusammen 50%. Bei vier oder fünf Unternehmen liegt die Grenze bei zwei Dritteln. Zu untersuchen ist demnach, ob in den Alternativszenarien einer dieser Schwellenwerte überschritten wird und damit eine Veränderung zum kontrafaktischen Szenario (LNG-Anlage Lubmin wird nicht errichtet) erfolgt. Die entsprechenden Konzentrationsraten werden mit den Abkürzungen CR1 (Marktanteil des größten Marktakteurs) bis CR5 (kumulierter Marktanteil der fünf größten Marktakteure) bezeichnet.
- 210 Die Konzentration im Markt unter Berücksichtigung der Marktanteile aller Akteure (nicht nur der großen) wird anhand des Herfindahl-Hirschmann-Indexes (im Folgenden: HHI) ermittelt. Die Europäische Kommission hat im Rahmen von Fusionskontrollen Schwellenwerte definiert, wann eine Veränderung des HHI als potentiell wettbewerbsschädigend einzustufen ist: Dies kann auf die vorliegende Fragestellung übertragen werden, in dem der HHI mit Ausnahmegenehmigung mit dem Wert des Indexes im kontrafaktischen Szenario verglichen wird: Führt die Ausnahmegenehmigung nicht zu einer „Verschlechterung“ des HHI im Sinne dieser Schwellenwerte (die auch für Abwägungen im Rahmen der Fusionskontrolle herangezogen werden), so ist davon auszugehen, dass die Ausnahmegenehmigung für die LNG-Anlage Lubmin keine negativen Auswirkungen auf den Wettbewerb hat. Die entsprechenden Schwellenwerte sind folgende:
- 211 HHIs unter dem Wert von 1.000 Punkten deuten auf Märkte, in denen Wettbewerbsbedenken in der Regel nicht vorliegen (aufgrund eines hohen Wettbewerbs). Liegt der HHI-Wert zwischen 1.000 und 2.000 Punkten, aber die Veränderung (in diesem Fall durch die Ausnahmegenehmigung) bei weniger als 250 Punkten, bestehen ebenfalls in der Regel keine Wettbewerbsbedenken. Liegt der HHI-Wert über 2.000 Punkten, aber die Veränderung (in diesem Fall durch die Ausnahmegenehmigung) bei weniger als 150 Punkten, bestehen ebenfalls in der Regel keine Wettbewerbsbedenken.

3.7.1.3 Analyse des relevanten Marktes Nordwesteuropa

- 212 Nach den durchgeführten Untersuchungen sind keine nachteiligen Auswirkungen auf den Wettbewerb in Nordwesteuropa zu beobachten. Diese Aussage ist aus Sicht der Beschlusskammer deswegen besonders relevant, da die Beschlusskammer diesen Markt als den relevanten Wettbewerbsmarkt betrachtet.
- 213 Die Analyse erfolgt, wie oben bereits beschrieben, für das erste Jahr nach der im Dezember 2022 geplanten Inbetriebnahme für Phase I 2023, das Jahr der Kapazitätserhöhung in Phase II 2024 und das Jahr 2030. [REDACTED]

[REDACTED] Die Beschlusskammer kommt in einer eigenen Analyse zu LNG-Anlagenauslastungen der letzten Jahre im Wesentlichen zu einem ähnlichen Ergebnis wie der Gutachter, sodass aus Sicht der Beschlusskammer die Annahme von 70% bei der Auslastung einer konservativen Annahme im Vergleich zu den Auslastungen von nordwesteuropäischen Terminals der letzten Jahre entspricht. Hierfür spricht zudem der Umstand, dass die Nachfrage nach Erdgas, wie in Abschnitt 3.2. bereits näher ausgeführt, aufgrund verstärkter Bemühungen um Energieeffizienzmaßnahmen und des Ausbaus erneuerbarer Energien auf europäischer Ebene (Fit for 55 und REPowerEU) und auf nationaler Ebene voraussichtlich sinken wird. Zudem ist es wahrscheinlich, dass in Deutschland mehrere LNG-Anlagen verwirklicht werden (vgl. Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz – LNGG; vgl. Bundesregierung, Nationale Energieversorgung sichern, Mitteilung vom 01.06.2022, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/sichere-gasversorgung-2037912>). Dies untermauert auch die Beschaffungsstrategie des Bundes, welcher mittlerweile ein fünftes schwimmendes Flüssigerdgasterminal gechartert hat (vgl. Pressemitteilung des BMWK vom 01.09.2022, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/09/20220901-bwmk-sichert-sich-fuenftes-schwimmendes-fluessigerdgasterminal-plus-anlandung-gruener-wasserstoff.html>, Abruf am 03.11.2022). Damit dürfte das Angebot an Regasifizierungskapazität in Deutschland und Nordwesteuropa bei einem begrenzten bzw. knappen Angebot an Verflüssigungskapazität steigen (vgl. IEA, Gas Market Report, Q2-2022, April 2022, S. 6f., <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cfd2441e-cd24-413f-bc9f-eb5ab7d82076/GasMarketReport%2CQ2-2022.pdf> und Barbara König, KfW/IPEX-Bank, Blitz Licht, Kredit Analyse, Maritime Industrie – LNG Tanker, Wie der Russland/Ukraine-Krieg die Aussichten für die LNG-Tankerfahrt verändert, 29.04.2022, <https://www.kfw-ipex-bank.de/PDF/Analysen-und-Meinungen/Marktanalysen/2018-10-KfW-IPEX-Bank-Blitz-Licht-Analyse-Maritime-Industrie-%E2%80%93-LNG-Tanker.pdf>, Abruf jeweils am 31.10.2022). Gleichzeitig besteht weiterhin eine starke weltweite Konkurrenz, insbesondere mit den asiatischen Märkten.

- 214 Im Ergebnis kann auf Basis der durchgeführten Analysen festgestellt werden, dass sich eine Ausnahme wettbewerbsneutral darstellt. Das betrifft sowohl das Szenario 1 „größter Marktakteur“ (Annahme: in den Jahren 2023 und 2024 Equinor/Petoro und im Jahr 2030 QatarEnergy), bei dem der größte Marktakteur die langfristigen Kapazitäten bucht und nutzt, aber auch das Szenario 2 „zweitgrößter Marktakteur“ (Annahme: in den Jahren 2023 und 2024 QatarEnergy und im Jahr 2030 Equinor/Petoro) bei dem der zweitgrößte Marktteilnehmer die langfristigen Kapazitäten bucht und nutzt.

Im Einzelnen:

- 215 (1) Szenario 1: „größter Marktakteur“

Zunächst werden die Auswirkungen auf den Wettbewerb für das Szenario 1 „größter Marktakteur“ dargestellt, wenn der größte Marktakteur im relevanten Markt alle langfristigen Kapazitäten buchen und nutzen würde. In diesem Szenario weist der Großhandelsmarkt für Erdgas weder im Jahr 2023 noch im Jahr 2030 eine hohe Konzentration von Wettbewerbseffekten auf (vgl. Frontier Economics, Ergänzungsgutachten, S. 76ff.). Neben den großen Marktakteuren Gazprom und Equinor und QatarEnergy sind auch eine Vielzahl an kleineren Lieferanten aktiv. Für das Jahr der Kapazitätserhöhung in 2024 ist in Szenario 1 eine geringfügige Auswirkung auf den Wettbewerb festgestellt worden.

Zur Bewertung dieses Szenarios wurden analog zu den Ausführungen unter Abschnitt 3.7.1.2 die Kennzahlen zur Berechnung von Wettbewerbseffekten (Marktanteile und Konzentrationsindizes) untersucht. Equinor/Petoro würde in diesem Szenario seine Marktanteile in den Betrachtungsjahren 2023 und 2024 um 2% bzw. 5% erhöhen. QatarEnergy würde in diesem Szenario seine Marktanteile im Betrachtungsjahr 2030 um 5% erhöhen. Mit Blick auf die Kennzahlen zur Berechnung von Wettbewerbseffekten ist die Veränderung vor dem Hintergrund der kritischen Schwellenwerte (vgl. Abschnitt 3.7.1.2) für die Betrachtungsjahre 2023 und 2030 unauffällig. Eine Auffälligkeit wurde hingegen für das Betrachtungsjahr 2024 festgestellt. Im Betrachtungsjahr 2024 liegt bei der Betrachtung des HHI der Zuwachs der Marktkonzentration mit 258 Punkten (vgl. Frontier Economics, Ergänzungsgutachten, S. 78, Tabelle 2) oberhalb des relevanten Schwellenwertes von 250 Punkten.

- 216 Aus Sicht der Beschlusskammer kann allein aus diesem Umstand jedoch nicht abgeleitet werden, dass sich die Ausnahme für die LNG-Anlage Lubmin negativ auf den Wettbewerb auswirkt. Dies beruht auf den folgenden Erwägungen.
- 217 Zunächst ist festzustellen, dass der HHI-Wert von 1.032 Punkten in diesem Szenario auf 1.291 Punkte ansteigt (Zuwachs von 258 Punkten). Ein Anstieg von über 250 Punkten könnte ein Indiz für möglicherweise nachteilige Effekte für den Wettbewerb sein. Dagegen spricht jedoch, dass ab einem Wert von 1.000 Punkten überhaupt erst eine wettbewerbliche Relevanz überprüft wird. Die

vorliegend ermittelte Wettbewerbskonzentration ist mit dem Anstieg von 1.032 auf 1.291 Punkte bei einer Bandbreite von 1.000 bis 2.000 Punkten in der bei einem Zuwachs von über 250 Punkten möglicherweise nachteilige Effekte für den Wettbewerb am unteren Rand einzuordnen sind.

- 218 Auch wenn sich die Überschreitung des Schwellenwertes im unteren Bereich der Bandbreite und auch nur leicht darstellt, wurde eine weitergehende Analyse der vorliegenden Marktanteile vorgenommen. Diese Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass Equinor/Petoro keine marktbeherrschende Stellung erlangt. Im Jahr 2024 wächst der Marktanteil von Equinor/Petoro unter Berücksichtigung des Szenario 1 von 27% auf 32%. Dies entspricht einem Anstieg von +5% in diesem Szenario. Damit läge der Marktanteil CR1 im Betrachtungsjahr deutlich unter dem kritischen Schwellenwert von 40%. Zudem stellt der Gutachter fest, dass Equinor/Petoro unter den Schwellenwert von 250 Punkten Abweichung im HHI absinken würde, sofern anstatt der angenommenen 100% nur 90% der Kapazitäten gebucht und genutzt würden und zwar unabhängig davon, welcher andere Anbieter die verbleibenden 10% der Kapazitäten buchen und nutzen würde. Die Beschlusskammer kann der Ausführung des Gutachters folgen, dass insofern für das Betrachtungsjahr 2024 festgestellt werden kann, dass angesichts der nur kleinen Auswirkung nahezu Wettbewerbsneutralität vorliegt und im Falle einer Buchung des größten Marktakteurs unterhalb der 100% der Kapazität eine vollständige Wettbewerbsneutralität vorliegt.
- 219 Die Beschlusskammer hat zusätzlich die Eintrittswahrscheinlichkeit dieses Szenarios zur weiteren Einordnung und Bewertung betrachtet. Im Szenario 1 und Betrachtungsjahr 2024 (Equinor/Petoro als „größter Marktakteur“) bucht und nutzt der größte Marktakteur Equinor/Petoro 100% der in diesem Szenario hinterlegten langfristigen Kapazitäten. Diese Annahme ist aus mehreren Gründen unwahrscheinlich. Zum einen produziert Equinor/Petoro nur geringe Mengen an LNG und importiert das Erdgas vorwiegend leitungsgebunden nach Europa. Nach öffentlichen Angaben des norwegischen Regierungschefs befinden sich die norwegischen Erdgasimporte zudem aktuell bereits an der Kapazitätsgrenze (vgl. Regierungschef Jonas Gahr Store im ZDF-Interview am 18.01.2022, vgl. <https://www.zdf.de/nachrichten/politik/norwegen-regierungschef-store-russland-gas-100.html>, Abruf am 26.10.2022), so dass eine signifikante Erhöhung der Importe unwahrscheinlich ist. Dies deckt sich mit Expertenangaben, wonach die norwegische Gasproduktion an der Grenze der Produktionskapazität sei (tagesschau Hintergrund „Woher Deutschland nun sein Gas bekommt“ vom 23.08.2022, vgl. <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/gasliefierungen-deutschland-101.html>, Abruf am 26.10.2022). Darüber hinaus führt der Gutachter mit Verweis auf Drittquellen aus, dass sogar ein Rückgang der norwegischen Importe zwischen den Jahren 2020 und 2030 angenommen werden kann. Die Annahme einer Buchung und Nutzung der gesamten langfristigen Durchsatzkapazitäten der LNG-Anlage Lubmin durch Equinor/Petoro erscheint aus diesen Gründen sehr unwahrscheinlich.

- 220 Die Antragstellerin hat zudem zwischenzeitlich ein Interessenbekundungsverfahren durchgeführt, in dessen Rahmen für die Kapazitäten in Phase I bereits verbindliche Buchungsanfragen und für die Kapazitäten der Phase II unverbindliche Buchungsanfragen abgegeben wurden. Das Ergebnis dieses Verfahrens bestätigt, dass eine Buchung von Equinor von 100% und auch von 90% nicht realistisch ist.
- 221 Der leicht erhöhte Wert für die Wettbewerbskonzentration im Szenario 1 und Betrachtungsjahr 2024 lässt sich anhand dieser Ausführungen daher relativieren bzw. sogar entkräften. Eine Marktbeherrschung nach den Vorgaben des GWB oder der Europäischen Kommission ist damit nicht zu vermuten.
- 222 (2) Szenario 2: „zweitgrößter Marktakteur“

Im Weiteren untersucht der Gutachter im Szenario 2 („zweitgrößter Marktakteur“) die Auswirkungen auf den Wettbewerb, wenn der (im kontrafaktischen Szenario) zweitgrößte Marktakteur alle langfristig buchbaren Kapazitäten der LNG-Anlage Lubmin sowohl buchen als auch nutzen würde. So kann im Falle einer Kapazitätsbeschränkung des größten Marktakteurs überprüft werden, ob und inwieweit diese auch für den zweitgrößten Marktakteur gelten sollte (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 71.). Nachdem im Szenario 1 bereits für die Buchung des größten Marktakteurs festgestellt wurde, dass die Ausnahmegenehmigung für die Betrachtungsjahre 2023 und 2030 wettbewerbsneutral und für das Betrachtungsjahr 2024 nahezu wettbewerbsneutral wirkt, ist für das Szenario 2 und die Buchung durch den zweitgrößten Marktakteur erwartungsgemäß festzustellen, dass die Ausnahmegenehmigung in diesem Szenario ebenfalls wettbewerbsneutral wirken würde. Das bedeutet, dass selbst bei Buchung aller Kapazitäten durch den zweitgrößten Marktakteur in allen drei Betrachtungsjahren analog zu den Ausführungen unter Abschnitt 3.7.1.2 die Kennzahlen zur Berechnung von Wettbewerbseffekten (Marktanteile und Konzentrationsindizes) keine Anzeichen für Wettbewerbsbedenken geben (siehe auch die Ausführungen zum Interessenbekundungsverfahren im Abschnitt 3.7.1.4).

3.7.1.4 Analyse des enger abgegrenzten nationalen Marktes

- 223 In diesem Abschnitt erfolgt eine Wettbewerbsanalyse für den theoretischen Fall eines enger abgegrenzten Marktes, der auf Deutschland beschränkt ist. Diese eingrenzende Analyse des relevanten Marktes erfolgt unter Berücksichtigung der bisherigen Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes, wonach der Gasgroßhandelsmarkt räumlich mindestens deutschlandweit abzugrenzen ist (vgl. Bundeskartellamt, B8-69/14, Rn. 97ff.) und den Vorgaben der Europäischen Kommission aus dem Beschluss vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Rn. 83ff.). In solch einem Fall würde es keinen nennenswerten grenzüberschreitenden Handel (mit Ausnahme der Importe) ge-

ben. Akteure auf dem deutschen Markt agierten unbeeinflusst von Preisdifferenzen zu benachbarten Märkten und ließen die vorhandenen Transportkapazitäten an den Grenzübergangspunkten ungenutzt. Das Ziel der Europäischen Union, einen einheitlichen Binnenmarkt für Erdgas zu erreichen, läge also noch in weiter Ferne.

- 224 Für den enger abgegrenzten Markt ist festzuhalten, dass in diesem Markt wettbewerbliche Effekte insgesamt deutlicher in Erscheinung treten. Zurückzuführen ist dies auf eine höhere Konzentration des deutschen Marktes verglichen mit dem nordwesteuropäischen Markt. Bei gleichbleibenden Mengeneffekten unterläge die wettbewerbliche Auswirkung einer größeren Wirkung. Der Gutachter geht in seiner Analyse von der Annahme aus, dass auch ohne die LNG-Anlage Lubmin über die anderen in Deutschland geplanten LNG-Anlagen in einen eng auf Deutschland abgegrenzten Markt importiert würde. Insofern gelten die Annahmen zur Zusammensetzung der zukünftigen nordwesteuropäischen LNG-Importe in der Wettbewerbsanalyse auch für den eng abgegrenzten deutschen Markt.
- 225 Der Gutachter sieht die Berechnung des deutschen Marktes als hilfsweise Untersuchung an (vgl. Frontier Economics, Ergänzungsgutachten, S. 10f.), die jedoch die reale Markt- und Wettbewerbssituation in Nordwesteuropa nicht reflektiert. Insofern wird vom Gutachter diese ergänzende Betrachtung für den unerwarteten Fall durchgeführt, dass es massive Rückschritte bei der europäischen Binnenmarktintegration gibt. Die Beschlusskammer teilt die vorgetragene Argumentation. Dabei geht die Bundesnetzagentur eher von der gegenteiligen Annahme aus, dass es weitere zukünftige europäische Marktentwicklungen geben wird (vgl. Beschluss vom 21.06.2021, BK7-18-063-final, S. 70ff. und Beschluss vom 19.09.2022, BK7-20-107-final, S. 64).
- 226 Die Beschlusskammer hat sich nichtsdestotrotz mit den Ergebnissen der Studie für den enger abgegrenzten nationalen Markt auseinandergesetzt und die hilfsweisen Analysen in ihren Überlegungen mitberücksichtigt. Für den enger abgegrenzten nationalen Markt sind die beiden Lieferanten-Szenarien (Szenario 1: „größter Marktakteur“ und Szenario 2: „zweitgrößter Marktakteur“) von den Gutachtern auf ihre wettbewerbliche Wirkung hin untersucht worden. Während im Szenario 2 selbst bei 100% Kapazitätsbuchung der zweitgrößte Marktakteur auch im eng abgegrenzten nationalen Markt keine wettbewerblichen Bedenken hervorrufen würde, zeigt sich für Szenario 1, dass der größte Marktakteur in den Betrachtungsjahren 2024 und 2030 nicht mehr als 60% der Kapazitäten buchen und nutzen dürfte um auf ein wettbewerbsneutrales Ergebnis zu kommen. In diesem Fall dürften jedoch die restlichen 40% vollständig vom zweitgrößten Marktakteur gebucht werden und dann ergäbe sich, ähnlich wie bei der zuvor beschriebenen Auffälligkeit im relevanten nordwesteuropäischen Markt, lediglich eine leichte Implikation für das Betrachtungsjahr 2030.
- 227 Für Szenario 1 wurde in der Analyse vom Gutachter also die Annahme zugrunde gelegt, dass der größte Marktakteur nicht die gesamte langfristige Kapazität der LNG-Anlage Lubmin buchen wird, sondern maximal 60% der Kapazität durch den größten Marktakteur gebucht und genutzt wird.

Szenario 2 „zweitgrößter Marktakteur“ unterstellt, dass der zweitgrößte Marktakteur ohne Buchungsbegrenzung 100% der langfristigen Kapazitäten bucht und nutzt.

Im Einzelnen:

228 (1) Szenario 1: „größter Marktakteur“

229 Im ersten Szenario „größter Marktakteur“ konnte – unter der Prämisse, dass der größte Marktakteur in den Betrachtungsjahren 2024 und 2030 nicht mehr als 60% der langfristigen Kapazitäten bucht – kein signifikanter Anstieg der Marktkonzentration verzeichnet werden. Für dieses Szenario ist es zudem wettbewerblich unbedenklich, wenn die verbleibenden 40% der Kapazitäten durch den zweitgrößten Marktakteur gebucht würden. Für das Betrachtungsjahr 2023 wäre die Buchung von 100% der Kapazitäten durch den größten Marktakteur wettbewerblich unbedenklich. Die Analysen haben für das erste Szenario und damit für die Marktanteile des größten Marktakteurs ergeben, dass ein Zuwachs der Marktanteile um 5% auf 21% für das Betrachtungsjahr 2023, um 7% auf 24% für das Betrachtungsjahr 2024 und um 4% auf 29% im Jahr 2030 zu verzeichnen wäre (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 82, Abbildung 19). Die Marktkonzentration würde beim Import von 60% der Mengen über langfristige Kapazitäten durch den größten Marktakteur zwar leicht steigen, bliebe jedoch für das Betrachtungsjahr 2024 exakt bei dem Schwellenwert von 250 Punkten Differenz bezogen auf den HHI. Im Betrachtungsjahr 2030 überschreitet die Marktkonzentration den Schwellenwert mit 257 Punkten leicht um 7 Punkte. Für das Jahr 2023 bleiben die Kennzahlen zur Berechnung von Wettbewerbseffekten (Marktanteile und Konzentrationsindizes) analog zu den Ausführungen unter Abschnitt 3.7.1.2 unterhalb der angegebenen Schwellenwerte. Im Gutachten (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 76ff.) wird dargestellt, dass es in extremen Szenarien bei dem enger abgegrenzten nationalen Markt durch Buchung der gesamten bzw. großer Teile von Kapazitäten durch den größten Anbieter zu einer höheren Marktkonzentration kommen könnte.

230 Dieser negative Effekt ließe sich nach den Ergebnissen des Gutachtens dadurch verhindern, wenn für den größten Anbieter eine Beschränkung der buchbaren Kapazitäten eingeführt würde. Der Gutachter weist jedoch auch darauf hin, dass eine Beschränkung der langfristigen Buchungen vor dem Hintergrund der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit eines enger abgegrenzten Marktes aufgrund der Integration des europäischen Binnenmarktes nicht notwendig sei. Darüber hinaus ist in der geopolitischen Situation und angesichts der aktuellen Versorgungssituation bei einer Beschränkung der Kapazitätsbuchung für bestimmte Marktakteure zu bedenken, dass die restlichen Marktakteure – mit Ausnahme von Gazprom – in der Lage sein müssen, den Bedarf an Gas zu decken und damit die Kapazitäten zu buchen. Sollte dies wegen der Beschränkung nicht der Fall sein, besteht das Risiko, dass der Bedarf gar nicht gedeckt werden könnte.

- 231 Aus Sicht der Beschlusskammer war es nicht erforderlich, eine Buchungsbeschränkung für Unternehmen, im vorliegenden Fall eine Buchungsobergrenze von 60% für den größten Marktakteur zu regeln. Hierfür sprechen mehrere gewichtige Gründe:
- 232 Zum einen ist auch aus Sicht der Beschlusskammer die bereits genannte geringe Eintrittswahrscheinlichkeit eines rein national abgegrenzten, somit nur auf Deutschland bezogenen Marktes, zu berücksichtigen. Dieser Markt ist, wie bereits zuvor ausgeführt, konzentrierter verglichen mit dem Markt in Nordwesteuropa. Etwaige Ableitungen aus diesem Szenario müssen daher nicht ohne weiteres für die Auferlegung einer Buchungsobergrenze sprechen. Denn es handelt sich hierbei nur um ein hypothetisches Extrem-Szenario, welches wie oben dargelegt aufgrund der voranschreitenden Verwirklichung des Binnenmarktes bezogen auf die Eintrittswahrscheinlichkeit als eher unwahrscheinlich einzuschätzen ist (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 81f.).
- 233 Auf der anderen Seite muss berücksichtigt werden, dass eine Buchungsbeschränkung aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage die Versorgungssicherheit und den Wettbewerb angesichts des Wegfalls russischer Gaslieferungen beeinträchtigen kann. Durch den Ukraine-Krieg hat sich die energie- und sicherheitspolitische Bewertung der Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen fundamental geändert. Russland ist kein verlässlicher Energielieferant mehr. Die Notwendigkeit unabhängig von russischen Gaslieferungen zu werden, wird auch von der Europäischen Union mit Nachdruck geteilt (REPowerEU). Russland hat die Belieferung von Deutschland und anderen Mitgliedstaaten eingestellt. Zudem ist nunmehr eine direkte Belieferung aus Russland aufgrund der massiv beschädigten Pipelines Nord Stream 1 und 2 kurzfristig derzeit nur eingeschränkt möglich. Eine der wenigen Möglichkeiten Deutschlands, auf dem Weltmarkt kurzfristig anderweitige Gasmengen zu beschaffen, ist der Einkauf von LNG. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Angebot an LNG auf dem Weltmarkt gerade auch angesichts der aktuellen Situation begrenzt bzw. knapp ist. Dies liegt zum einen an begrenzten Verflüssigungskapazitäten, aber auch an der weiterhin starken Nachfrage nach LNG aus anderen Regionen der Welt wie Asien oder Südamerika. Zudem ist ein Großteil der jährlich verfügbaren LNG-Mengen im Rahmen langfristiger Handelsverträge gebunden (vgl. IEA, Gas Market Report, Q2-2022, April 2022, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cfd2441e-cd24-413f-bc9f-eb5ab7d82076/GasMarketReport%2CQ2-2022.pdf> und Barbara König, KfW/IPEX-Bank, Blitz Licht, Kredit Analyse, Maritime Industrie – LNG Tanker, Wie der Russland/Ukraine-Krieg die Aussichten für die LNG-Tankerfahrt verändert, 29.04.2022, <https://www.kfw-ipex-bank.de/PDF/Analysen-und-Meinungen/Marktanalysen/2018-10-KfW-IPEX-Bank-Blitz-Licht-Analyse-Maritime-Industrie-%E2%80%93-LNG-Tanker.pdf>, Abruf jeweils am 31.10.2022). Eine Buchungsobergrenze würde daher das Ziel, russische Gasimporte zu ersetzen, beeinträchtigen und auf diese Weise die Versorgungssicherheit gefährden. Vor dem Hintergrund, dass eine wettbewerbsabträgliche Wirkung

nur in dem äußerst unwahrscheinlichen Fall eines Rückschrittes bei der Verwirklichung des Binnenmarktes in einem rein national abgegrenzten Markt aufträte, war von einer Auferlegung von Buchungsbeschränkungen daher abzusehen.

- 234 Darüber hinaus dürfte die überwiegende Buchung der Terminkapazität durch einen Kunden aus mehreren Gründen äußerst unwahrscheinlich sein. [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] Die

Marktanteile dieser beiden größten Marktakteure würden sich also nach Analyse des Interessenbekundungsverfahrens aufgrund in einem wettbewerbsneutralen Rahmen verändern.

- 235 In diesem Zusammenhang sorgt auch die diskriminierungsfreie Ausgestaltung der Kapazitätsvergabe im Rahmen dieser Ausnahmeentscheidung (siehe Abschnitt 3.8.4.) maßgeblich dafür, dass die Terminkapazität nicht überwiegend durch einen einzigen Kunden langfristig gebucht wird. Dies gilt insbesondere für den Fall einer Übernachtung [REDACTED]
[REDACTED]

- 236 Nicht zuletzt gibt es, wie im Abschnitt 3.2. ausgeführt, aktuell massive Bestrebungen auf europäischer Ebene aber auch nationaler Ebene, den Verbrauch an Erdgas mittel- bis langfristig stark zu reduzieren bis hin zum Ausstieg aus der Energieversorgung mit Erdgas spätestens im Jahr 2050. Nach Ansicht der Beschlusskammer wird die weitere Diversifizierung und die Fokussierung auf klimaneutrale Energie aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen und beschleunigtem Ausbau erneuerbarer Energien die Nachfrage nach Erdgas sinken lassen. Im Laufe der Jahre sollte somit ein Nachfragerückgang und die Diversifizierung der Produktion (Biomethan/Wasserstoff) zu einer schwächeren Marktkonzentration führen. Auch aus diesem Grund ist eine Buchungsaufgabe entbehrlich.

- 237 (2) Szenario 2: „größter Marktakteur“

- 238 Im Weiteren untersucht der Gutachter im Szenario 2 („zweitgrößter Marktakteur“) die Auswirkungen auf den Wettbewerb, wenn der zweitgrößte Marktakteur alle langfristig buchbaren Kapazitäten der LNG-Anlage Lubmin (im kontrafaktischen Szenario) sowohl buchen als auch nutzen würde. So kann im Falle einer Kapazitätsbeschränkung des größten Marktakteurs überprüft werden, ob und inwieweit diese auch für den zweitgrößten Marktakteur gelten sollte (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S.71). Im Gegenteil zu Szenario 1 würde selbst bei einer

Buchung von 100% der Kapazitäten im enger abgegrenzten nationalen Markt nach Analyse des Gutachters die Ausnahmegenehmigung für alle drei Betrachtungsjahre 2023, 2024 und 2030 wettbewerbsneutral wirken. Das bedeutet, dass selbst bei Buchung aller Kapazitäten durch den zweitgrößten Marktakteur in allen drei Betrachtungsjahren – analog zu den Ausführungen unter Abschnitt 3.7.1.2 – die Kennzahlen zur Berechnung von Wettbewerbseffekten (Marktanteile und Konzentrationsindizes) keine Anzeichen für Wettbewerbsbedenken geben.

- 239 Neben den bereits zuvor adressierten Gründen für das Szenario 1 „größter Marktakteur“, welche im Wesentlichen auch für den vorliegenden Fall gelten, kann im speziellen Fall der Equinor/Petoro ausgeführt werden, dass die Importkapazitäten aus Norwegen – wie bereits ausgeführt – aufgrund der begrenzten Förderkapazitäten in Norwegen ohnehin beschränkt sind. Eine signifikante Erhöhung der norwegischen Produktion und somit der Exporte nach Europa ist zum derzeitigen Zeitpunkt als unwahrscheinlich anzunehmen.
- 240 Die Beschlusskammer kommt daher zu dem Ergebnis, dass insgesamt keine wettbewerblichen Bedenken gegen die Erteilung der beantragten Ausnahmegenehmigung sprechen. Auch bei der Analyse des enger abgegrenzten Marktes lassen sich relevante nachteilige Wirkungen auf den Wettbewerb nicht feststellen. Die bei der langfristigen Vergabe in dieser Ausnahme vorgegebenen Zuweisungsmechanismen verhindern wirksam wettbewerbsabträgliche Buchungen durch einen oder zwei Kunden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der Antragstellerin wirksame Engpassmechanismen gegen die Hortung von Kapazitäten auferlegt wurden, die insbesondere einen dauerhaften diskriminierungsfreien Drittzugang in Höhe von 10% der jährlichen Durchsatzkapazität auf kurzfristiger Basis über die gesamte Dauer der Ausnahmegenehmigung sicherstellen (siehe hierzu unter Abschnitt 3.8., insbesondere 3.8.4.).

3.7.1.5 Analyse zu den Auswirkungen auf den Wettbewerb in nachgelagerten Märkten

- 241 Nach den durchgeführten Untersuchungen sind auch keine nachteiligen Auswirkungen auf den Wettbewerb in nachgelagerten Märkten zu beobachten.
- 242 Der Gutachter hat im Ergänzungsgutachten die Untersuchung mit drei Punkten vertieft. Zuerst legt der Gutachter nachvollziehbar dar, dass Kapazitätshalter am Terminal weder die Möglichkeit noch den Anreiz haben, durch Marktverschluss den Wettbewerb auf den nachgelagerten Märkten zu schwächen bzw. zu ihrem Vorteil zu beeinflussen. Begründet wird dies dadurch, dass der direkte Zugang zu Terminal-Kapazitäten für den Import von Gas aufgrund der Existenz von liquiden Großhandelsmärkten kein relevanter Vorteil für die Aktivitäten von Anbietern auf den nachgelagerten Märkten ist. Insofern gibt der Gutachter an, dass alleine schon theoretisch keine negativen Wettbewerbsauswirkungen auf nachgelagerten Märkten vorliegen (vgl. Frontier Economics, Ergänzungsgutachten, S. 3ff.).

- 243 Im zweiten Punkt hat der Gutachter in einer vereinfachten Analyse hinreichende Hinweise gesehen, die auf einen unvermindert intensiven Wettbewerb auf Absatzseite des Großhandels hindeuten. Die vereinfachte Analyse ist aufgrund beschränkter Datenlage anstelle einer empirischen Analyse durchgeführt worden. Im Ergebnis der vereinfachten Analyse stellt der Gutachter jedoch nachvollziehbar fest, dass das hohe Wettbewerbsniveau auf der Absatzseite des Großhandels nicht gefährdet ist, selbst wenn hypothetisch eine Illiquidität von Großhandelsmärkten und die Existenz von Vorteilen für Kapazitätshalter in den nachgelagerten Märkten unterstellt würde. Insofern hat der Gutachter die einfache Analyse mit konservativen Annahmen durchgeführt (vgl. Frontier Economics, Ergänzungsgutachten, S. 7ff.).
- 244 Mit einer weiteren Vertiefung der Argumentation stellt der Gutachter nachvollziehbar dar, dass die bundesweiten Märkte für die Belieferung von Endkunden unbestritten wettbewerbsintensiv sind und es nicht ersichtlich sei, dass eine Ausnahme für das LNG-Terminal negative Wettbewerbsauswirkungen auf die Endkundenmärkte haben könnte (vgl. Frontier Economics, Ergänzungsgutachten, S. 15ff.).
- 245 Der Gutachter hat im Ergänzungsgutachten eine Analyse des Großhandelsmarkt durchgeführt, in der für drei verschiedene Szenarien untersucht wurde, inwiefern in diesen Szenarien Wettbewerbsbedenken entstehen könnten. Hierbei hat er auf Informationen der Antragstellerin zurückgegriffen, welche Großhändler gegenüber der Antragstellerin grundsätzlich Interesse an der Buchung von Kapazitäten geäußert haben (vgl. Frontier Economics, Ergänzungsgutachten, S. 11f.). Die Berechnungen wurden für zwei Betrachtungszeiträume durchgeführt: 2023, dem ersten Jahr nach der voraussichtlichen Inbetriebnahme und den Zeitraum ab 2024, dem Jahr, in dessen Verlauf die Fertigstellung der Gesamtkapazität i.H.v. 13,5 m³/Jahr.
- 246 Das erste Szenario ist das „Best Case“ Szenario, indem zwei der Akteure des Großhandelsmarktes je 50% der Kapazitäten am Terminal buchen. [REDACTED]



- 247 Im Ergebnis stellt der Gutachter bei allen drei Szenarien fest, dass selbst bei konservativen Annahmen für das Terminal keine nachteilige Auswirkung auf den Wettbewerb im Großhandelsmarkt festgestellt werden kann. Dabei sind die Ergebnisse im „Best Case“ Szenario sogar wettbewerbsfördernd, indem mit zwei neuen Marktakteuren am deutschen Markt der HHI von 1.754 Punkten im Jahr 2023 um 97 Punkte auf 1.657 Punkte fällt und sich um ganze 191 Punkte auf 1.564 Punkte im Jahr 2024 reduziert. Im konservativen Szenario ergibt die Analyse, dass für das Jahr 2023 der HHI bei 1.754 Punkten unverändert bleibt und im Jahr 2024 mit dem höheren Kapazitätswert von 13,5 bcma der Wert leicht um 13 Punkte auf 1.767 Punkte im HHI ansteigt. Im „Worst Case“ Szenario ergibt sich für das Jahr 2023 bei 4,5 bcma Terminalkapazität eine HHI-Erhöhung um 96 Punkte von 1.754 auf 1.851 Punkte. Im Jahr 2024 erhöht sich der HHI-Wert mit 217 Punkten auf 1.917 Punkte und befindet sich damit selbst in diesem konservativen Szenario unterhalb des kritischen Schwellenwertes von 250 Punkten Veränderung, sofern sich der Konzentrationswert zwischen 1.000 und 2.000 Punkten befindet. Das ist im „Worst Case“ Szenario sowohl in der Ausgangssituation als auch nach Berechnung des Szenarios mit den veränderten Wettbewerbswerten der Fall.
- 248 Die Beschlusskammer kann die Darstellungen des Gutachters nachvollziehen und sieht ebenfalls keine Anzeichen dafür, dass nachteilige Auswirkungen auf den Wettbewerb in nachgelagerten Märkten zu beobachten sind.

3.7.2. Auswirkung auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes und Prinzip der Energiesolidarität

- 249 Die Ausnahmegenehmigung wirkt sich nicht nachteilig auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes aus (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 Alt. 2 EnWG).
- 250 Wie bereits in Abschnitt 3.2.1. ausgeführt, ist eine Investition in physische Infrastruktur, die den Zugang zu zusätzlichen Gasquellen oder Gasmengen ermöglicht, per se wettbewerbsfördernd und damit auch förderlich für das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes, dessen Kernziel die Förderung grenzüberschreitenden Handels ist (vgl. Erwägungsgrund (1) der Verordnung (EG) Nr. 715/2009). Durch die geplante LNG-Anlage in Lubmin können zusätzliche Gasmengen von außerhalb der Europäischen Union importiert werden und somit die Liquidität an europäischen

Handelspunkten, mindestens aber am deutschen Handelspunkt Trading Hub Europe (THE), erhöhen. Sie trägt angesichts des Ukraine-Krieges und der damit zusammenhängenden Notwendigkeit, von russischen Gasimporten unabhängig zu werden, maßgeblich zur Diversifizierung bei. Das Angebot neuer Kapazitäten an einer LNG-Anlage eröffnet neuen Marktteilnehmern den Zutritt zum europäischen Erdgasmarkt und kann so den Wettbewerb erhöhen. Dies gilt umso mehr, als dass der bislang größte Gasimporteur, Gazprom, aufgrund der aktuellen Lage auf der politischen Ebene als nicht mehr verlässlich eingeschätzt wird und seine Gaslieferungen nach Deutschland und andere EU-Mitgliedstaaten eingestellt hat. Die Möglichkeit eines dauerhaft gesicherten, kurzfristigen Zugangs zu 10% der jährlichen Durchsatzkapazität der LNG-Anlage Lubmin (siehe Tenor zu 5. und Abschnitt 3.8.4.) trägt zur Diversifizierung der Gasimporte bei. Die Antragstellerin hat dargelegt, dass die Investition ohne Ausnahmegenehmigung nicht erfolge (vgl. Abschnitt 3.4.). Insofern hat die Ausnahmegenehmigung nicht nur keine nachteilige Auswirkung auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes, sie ist sogar eine Voraussetzung für die Realisierung der beschriebenen positiven Effekte.

- 251 Das nach dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19) im Rahmen einer Ausnahmegenehmigung zu berücksichtigende Prinzip der Energiesolidarität ist vorliegend auch nicht im Hinblick auf das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes verletzt (siehe auch Grundsatz der Energiesolidarität unter dem Aspekt Versorgungssicherheit der anderen Mitgliedstaaten unter Abschnitt 3.7.4.). Gleichzeitig deckt die im Rahmen der Energiesolidarität erfolgte Prüfung inhaltlich auch die Frage nach den nachteiligen Auswirkungen auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze ab, die durch die Änderungsrichtlinie (EU) 2019/692 Eingang in Art. 36 Abs. 1 e) Alt. 3 und 4 Richtlinie 2009/73/EG gefunden haben (siehe Abschnitt 3.7.3.).
- 252 Nach dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19, Rn. 53 und 71ff.) sind die Union und die Mitgliedstaaten aufgrund des in Art. 194 Abs. 1 AEUV verankerten Grundsatzes der Energiesolidarität dazu verpflichtet, sich darum zu bemühen, die Interessen der anderen Mitgliedstaaten zu berücksichtigen und im Konfliktfall mit den eigenen Interessen abzuwägen. Dieser Grundsatz ist im vorliegenden Fall nicht verletzt, da nicht davon auszugehen ist, dass die LNG-Anlage Lubmin den Wettbewerb in den anderen Mitgliedstaaten schwächt.
- 253 Dabei ist zu berücksichtigen, dass negative wettbewerbliche Auswirkungen allenfalls in dem relevanten Markt für Erstabsatz von Erdgas in Nordwesteuropa (Deutschland, Benelux, Dänemark, Vereinigtes Königreich) auftreten können. Außerhalb des relevanten Marktes sind dahingegen keine negativen Auswirkungen zu befürchten, da man annehmen kann, dass der Wettbewerb hier hinreichend unabhängig von den Entwicklungen in Deutschland ist.

- 254 Innerhalb des relevanten Marktes wurde bereits im Rahmen der Wettbewerbsanalyse festgestellt, dass der Wettbewerb in den anderen Mitgliedstaaten hinreichend diversifiziert ist und es Wettbewerb zwischen vielen Anbietern gibt.
- 255 Damit ist nicht ersichtlich, dass die LNG-Anlage Lubmin unter Berücksichtigung des vom EuGH im Urteil vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19) aufgeführten Prinzips der Energiesolidarität den Wettbewerb und das effektive Funktionieren des Energiebinnenmarktes in der Union oder den anderen Mitgliedstaaten beeinträchtigt. Etwas Anderes wurde auch nicht im Rahmen der im Oktober 2022 durchgeführten Konsultation der Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten vorgetragen.

3.7.3. Auswirkung auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze und Prinzip der Energiesolidarität

- 256 Die Ausnahmegenehmigung wirkt sich auch nicht nachteilig auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 Alt. 3 EnWG) aus.
- 257 Die Antragstellerin hat einen Antrag auf Kapazitätsausbau nach § 39 GasNZV bei der NEL Gas-transport GmbH und der GASCADE Gastransport GmbH im Juni 2022 Anträge auf Anschluss der LNG-Anlage „Deutsche Ostsee“ in Lubmin sowie einen Antrag auf Kapazitätsreservierung gemäß § 38 GasNZV gestellt. Die aus Sicht der Antragstellerin erforderliche Einspeisekapazität in das Fernleitungsnetz steht aktuell zur Verfügung, da die regasifizierten Mengen der LNG-Anlage Lubmin nach Angaben der Antragstellerin in Phase II bis zu 24,5% der bislang über die Nord Stream 1 importierten Gasmengen ersetzen kann. Da nach derzeitigem Stand und insbesondere aufgrund der massiven Beschädigung der Nord Stream 1 in absehbarer Zeit nicht damit gerechnet werden kann, dass Russland seine Gaslieferungen nach Europa wieder aufnimmt, stehen die zum Abtransport der Mengen aus der LNG-Anlage Lubmin erforderlichen Kapazitäten zur Verfügung, ohne dass es eines gesonderten Netzausbaus bedarf. Damit wäre eine effiziente Nutzung der zur Ableitung von Mengen aus der Nord Stream 1 und 2 bereits geschaffenen und aktuell ungenutzten Infrastruktur (NEL, OPAL und EUGAL) möglich.
- 258 Nachteilige Auswirkungen auf das effiziente Funktionieren der betroffenen regulierten Netze sind aktuell somit nicht festzustellen. Im Gegenteil dürfte sich die Nutzung der bereits geschaffenen, aber aktuell ungenutzten Infrastrukturen (NEL, OPAL und EUGAL) förderlich auswirken. Anhaltspunkte, die für eine andere Betrachtung sprechen könnten, sind nicht ersichtlich und wurden auch nicht im Rahmen der Konsultation von den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten vorgetragen. Damit ist auch nicht von einer Beeinträchtigung des vom Europäischen Gerichtshof in dem Urteil vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19) bestätigten Prinzips der Energiesolidarität im Hinblick auf die betroffenen regulierten Netze auszugehen.

3.7.4. Auswirkungen auf die Erdgasversorgungssicherheit und Prinzip der Energiesolidarität

- 259 Die Erteilung der Ausnahmegenehmigung für die LNG-Anlage Lubmin hat keine negativen Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit der Union bzw. der Versorgungssicherheit der anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union und verletzt somit nicht den in Art. 194 Abs. 1 a) und b) AEUV verankerten Grundsatz der Energiesolidarität, wie ihn der Europäische Gerichtshof in dem Urteil vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19) beschrieben hat. Die Antragstellerin hat dies im Rahmen des Verwaltungsverfahrens durch ein Gutachten (vgl. Frontier Economics, Ökonomisches Gutachten, S. 48ff.) belegt.
- 260 Nach dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19, Rn. 53 und 71ff.) umfasst der in Art. 194 Abs. 1 a) und b) AEUV verankerte Grundsatz der Energiesolidarität eine allgemeine Verpflichtung der Union und der Mitgliedstaaten, im Zuge der Ausübung ihrer jeweiligen Befugnisse im Rahmen der Energiepolitik, die Interessen der anderen Akteure zu berücksichtigen und im Konfliktfall gegeneinander abzuwägen. Dies bedeutet zwar nicht, dass die Energiepolitik in keinem Fall negative Auswirkungen auf die besonderen Interessen der Mitgliedstaaten im Energiebereich haben dürfe. Die Union und die Mitgliedstaaten müssen sich jedoch bemühen, Maßnahmen, die geeignet sein könnten, die Interessen der Union und der anderen Mitgliedstaaten in Bezug auf die Sicherheit und die wirtschaftliche Tragbarkeit der Versorgung sowie die Diversifizierung der Versorgungsquellen oder der Versorgung zu beeinträchtigen, zu vermeiden.
- 261 Es wurde bereits festgestellt, dass die LNG-Anlage Lubmin die Versorgungslage in Deutschland verbessert (siehe Abschnitt 3.2.2.). Diese Verbesserung kommt auch den anderen Mitgliedstaaten zu Gute, da im Krisenfall Mengen in erhöhtem Umfang zur Verfügung stehen, die auch in andere Mitgliedstaaten geliefert werden können. Dies gilt aufgrund der Möglichkeit der Nutzung der OPAL-Anbindungsleitung zum Abtransport der durch die LNG-Anlage Lubmin angelandeten und regasifizierten Mengen insbesondere auch für Tschechien, die Slowakei, Ungarn und Österreich. Eine Beeinträchtigung der Versorgungslage der anderen Mitgliedstaaten ist demgegenüber nicht feststellbar. So ist etwa nicht ersichtlich, dass die LNG-Anlage Lubmin Mengen absorbieren würde, die ansonsten LNG-Anlagen in anderen Mitgliedstaaten zur Verfügung stehen würden. Der globale LNG-Markt ist mit einem jährlichen Handelsvolumen von 485 Mrd. m³ LNG (2019) im Verhältnis zu der maximalen Kapazität der LNG-Anlage Lubmin von 13,5 Mrd. m³/a in Phase II hinreichend groß. Es ist daher nicht anzunehmen, dass eine zusätzliche Nachfrage durch die LNG-Anlage Lubmin signifikante Auswirkungen auf das Verhältnis von Angebot und Nachfrage haben wird. Es ist zudem davon auszugehen, dass Mitgliedstaaten, in denen eine höhere Abhängigkeit von LNG-Importen besteht, die für die Versorgungssicherheit relevanten Mengen typischerweise über langfristige Verträge absichern. Um die Unabhängigkeit von russischem Gasimporten zu erreichen, sehen sowohl mitgliedstaatliche Regierungen, als auch der REPower-Plan der EU-Kom-

mission zudem einen Ausbau der LNG-Infrastruktur vor. Es ist daher weiter nicht davon auszugehen, dass angesichts der aktuellen Situation der Zubau der LNG-Anlage Lubmin dazu führt, dass die Realisierung von Infrastrukturen, die für die Versorgungssicherheit anderer Mitgliedstaaten relevant sind, durch die Realisierung der LNG-Anlage Lubmin aufgegeben würde. Weitere Beeinträchtigungen der Versorgungslage in anderen Mitgliedstaaten sind nicht ersichtlich.

- 262 Etwas Anderes wurde auch nicht in der von der Beschlusskammer durchgeführten Konsultation der Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten und zusätzlich aller Regulierungsbehörden des Council of European Energy Regulators (CEER) vorgetragen.
- 263 Die Erteilung der Ausnahmegenehmigung verletzt daher nicht den im Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 15.07.2021 (Rs. C-848/19) beschriebenen Grundsatz der Energiesolidarität und hat keine nachteiligen Auswirkungen auf die Erdgasversorgungssicherheit der Union (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG bzw. Art. 36 Abs. 1 e) Richtlinie 2009/73/EG).

3.8. Ermessen

- 264 Nach § 28a Abs. 1 EnWG („können“) steht die Entscheidung über die Gewährung einer Ausnahme im Ermessen der Regulierungsbehörde. Unter Abwägung der für und gegen die Genehmigung sprechenden Gesichtspunkte hat sich die Beschlusskammer unter Berücksichtigung des Zwecks der Ausnahmegenehmigung und des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes (§ 40 VwVfG) entschieden, die Genehmigung in dem tenorierten Umfang (siehe Abschnitt 3.8.1. und 3.8.2.) mit den tenorierten Nebenbestimmungen und Auflagen (siehe Abschnitt 3.8.3. bis 3.8.11.) zu erteilen.
- 265 Für die Ermessenentscheidung sind folgende Gesichtspunkte maßgeblich. Nach § 28a Abs. 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 und UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG kann bzw. soll die Entscheidung mit Nebenbestimmungen getroffen werden. Diese können sich im Wege einer Befristung auf die Dauer der Ausnahme beziehen, aber auch Bestimmungen über den nichtdiskriminierenden Zugang, das Kapazitätsmanagement oder die Kapazitätszuweisung enthalten. Wie sich u. a. aus dem Hinweis auf die Berücksichtigung der einzelstaatlichen Gegebenheiten in Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG ergibt, bleibt hiervon die Festlegung weiterer Nebenbestimmungen nach Maßgabe des allgemeinen Verwaltungsrechts unberührt.
- 266 Ausgehend hiervon, hat die Beschlusskammer die Genehmigung, nach Maßgabe einer Reihe von Einschränkungen, die diesen Voraussetzungen genügen, erteilt.
- 267 Dem liegen die folgenden Erwägungen zugrunde.
- 268 Für eine Freistellung spricht vorliegend der Umstand, dass die LNG-Anlage in Lubmin dem Aufbau einer neuen LNG-Infrastruktur in Deutschland und direktem Import von LNG nach Deutschland dient. Sie erschließt neue Erdgasquellen und eröffnet neue Transportrouten. Auf diese Weise

leistet sie angesichts der aktuellen geopolitischen Situation einen wichtigen Beitrag zur Diversifizierung und Sicherheit der Erdgasversorgung in Deutschland und Nordwesteuropa. Die LNG-Anlage in Lubmin eröffnet die dringend benötigte Möglichkeit, zusätzliche Mengen nach Deutschland und Nordwesteuropa zu importieren und damit die ausgebliebenen russischen Gasimporte zu ersetzen. Damit trägt sie zur Verbesserung des Wettbewerbs und des europäischen Binnenmarktes bei (siehe Abschnitt 3.2.1.). Sie ist aufgrund der durch den Ukraine-Krieg entstandenen Situation letztlich essentiell für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland und der Europäischen Union (siehe Abschnitt 3.2.2.).

- 269 Gegen eine unbeschränkte Freistellung spricht vor diesem Hintergrund, dass der LNG-Markt ein sich dynamisch entwickelnder Markt ist und Prognosen über seine zukünftige Entwicklung mit Unsicherheiten behaftet sind. Wettbewerb und auch Versorgungssicherheit werden in diesem dynamischen Umfeld am besten dann gefördert, wenn sichergestellt ist, dass die Infrastruktur zumindest für einen Teil (10% der jährlichen Durchsatzkapazität) auch während der über viele Jahre geltenden Ausnahmegenehmigung für neue Marktteilnehmer durch Gewährleistung eines dauerhaften und diskriminierungsfreien Drittzugangs geöffnet bleibt. Anderenfalls bliebe die LNG-Anlage Lubmin für den langjährigen Ausnahmezeitraum auf der Basis langfristiger Kapazitätsverträge nur einigen wenigen Kunden zur exklusiven Nutzung vorbehalten. Eine solche Abschottung dieser neuen LNG-Infrastruktur ist über einen derart langen Zeitraum angesichts der erheblichen Bedeutung für Wettbewerb und Versorgungssicherheit und der dynamischen Entwicklungen im LNG-Markt nicht gerechtfertigt. Dieser Umstand wird auch im Auslegungsvermerk der Arbeitsstellen der Europäischen Kommission hervorgehoben. Dort heißt es, dass die Wahrscheinlichkeit der Notwendigkeit von effektiven Engpassmechanismen steigt, wenn die Ausnahme langfristige Kapazitätsverträge erlaubt. In solchen Fällen kann es nach dem Auslegungsvermerk erforderlich sein, Abschottungseffekten entgegenzuwirken, um auch in diesen Fällen die Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit zu gewährleisten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 42).
- 270 Bei dieser Ermessenentscheidung sind unterschiedliche Aspekte zu berücksichtigen (siehe Abschnitt 3.8.4.), wie insbesondere die Dauer der Ausnahme sowie die Effektivität und Verhältnismäßigkeit der auferlegten Maßnahmen. Dabei ist auch zu beachten, dass der Auslegungsvermerk noch zur alten Richtlinie 2003/55/EG ergangen ist. Diese enthielt deutlich weniger strenge Vorgaben für Regeln und Mechanismen für die Kapazitätszuweisung und das Kapazitätsmanagement. Nach der alten Richtlinie 2003/55/EG stand noch die Entscheidung über das „Ob“ solcher Regeln im Ermessen der Regulierungsbehörde („kann [...] festlegen“). Das Ermessen der Regulierungsbehörde war zudem ausdrücklich dadurch eingeschränkt, dass solche Regeln nicht die Durchführung langfristiger Verträge verhindern durften. Eine solche Einschränkung sieht die aktuelle Richtlinie 2009/73/EG gerade nicht mehr vor. Darüber hinaus steht die Entscheidung über das „Ob“ von Regeln für die Kapazitätszuweisung und das Kapazitätsmanagement nicht mehr im Ermessen

der Regulierungsbehörde, sondern ist verpflichtend vorgegeben („entscheidet [...] über“). Die aktuelle Richtlinie 2009/73/EG sieht zudem – anders als die Vorgängerfassung – vor, dass die Regulierungsbehörde zwingend ein Verfahren gegen das Horten von Kapazitäten (UIOLI-Verfahren) und zur Sekundärvermarktung aufzuerlegen hat. Im Ermessen der Regulierungsbehörde steht nach der aktuellen Richtlinie 2009/73/EG nur noch die Frage des „Wie“ und welche Regeln über ein UIOLI-Verfahren und die Sekundärvermarktung hinausgehend im jeweiligen Einzelfall erforderlich und angemessen sind.

- 271 Auf der anderen Seite muss dem Umstand Rechnung getragen werden, dass größere neue Infrastrukturen enorme Investitionen erfordern, die erheblichen Risiken unterliegen können. Ausweislich der Entstehungsgeschichte bestehen Sinn und Zweck der Vorschrift des § 28a EnWG darin, durch zeitlich befristete Regulierungsfreistellungen im Einzelfall stabile Rahmenbedingungen für neue Infrastrukturvorhaben zu schaffen, die unter Einhaltung der Regulierungsvorgaben der §§ 20 bis 28 EnWG sonst nicht verwirklicht würden (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25). Dabei soll durch die entsprechenden Investitionen sowohl dem Wettbewerbsgedanken als auch der Versorgungssicherheit auf einem zunehmend einheitlichen europäischen Energiemarkt Rechnung getragen werden (vgl. § 28a Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 1 Abs. 1, 2 EnWG). Ziel ist es, den Bau neuer Verbindungsleitungen, bedeutender LNG- und Speicheranlagen nicht durch sich im Zeitverlauf gegebenenfalls ändernde Anforderungen des Netzzugangsregimes wirtschaftlich unmöglich zu machen. Investoren benötigen Planungssicherheit, die regelmäßig über langfristige Kapazitätsverträge abgesichert wird (siehe Abschnitt 3.4.). Da die Infrastruktur durch ihren Beitrag zur Diversifizierung der Bezugsquellen und Transportrouten und die Möglichkeit der Ersetzung russischer Gasimporte durch den Import zusätzlicher Mengen zu einer Verbesserung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit führt (siehe Abschnitt 3.2.), rechtfertigt es § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG von den Vorgaben des diskriminierungsfreien Zugangs (Vorgaben zur Kapazitätsvergabe und zum Kapazitätsmanagement, Entgeltvorgaben, Transparenzvorgaben und Entflechtungsvorgaben) für einen befristeten Zeitraum abzuweichen. Um die Wirksamkeit des allgemeinen Zugangsregimes nicht übermäßig aufzuweichen, ist jedoch eine restriktive Anwendung der Ausnahmegvorschrift geboten (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 11 und 17; Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015, § 28a, Rn. 2). Die Ausnahmegvorschrift wurde dementsprechend als Ermessensvorschrift ausgestaltet, um diese Belange unter Beachtung der individuellen Umstände des Einzelfalles angemessen berücksichtigen und abwägen zu können (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25). Bei der zu treffenden Ermessensentscheidung über die Dauer, den Umfang und über Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der neuen Infrastruktur waren nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG zudem die neu zu schaffende Kapazität, der Zeithorizont des Vorhabens und die einzelstaatlichen Gegebenheiten zu berücksichtigen.

- 272 Vor diesem Hintergrund hat die Beschlusskammer Vorgaben über die Dauer der Ausnahme und die Bedingungen der Kapazitätsvergabe und des Kapazitätsmanagements nur und soweit getroffen, als dies zur Ermöglichung der Investition, zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung durch die Investition (Art. 36 Abs. 1 a) der Richtlinie 2009/73/EG), zur Verhinderung einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs, des effizienten Funktionierens des Erdgasbinnenmarktes oder der betroffenen regulierten Netze und der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union durch die Ausnahmeentscheidung (Art. 36 Abs. 1 e) der Richtlinie 2009/73/EG) und zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG) nach derzeitigem Erkenntnisstand erforderlich und angemessen war.
- 273 Ausschlaggebend für die Erteilung der befristeten Ausnahmegenehmigung unter Auflagen und Nebenbestimmungen war letztlich der Gesichtspunkt, dass der Bau der LNG-Anlage Lubmin auch im volkswirtschaftlichen Interesse der Diversifizierung von Bezugsquellen und Transportrouten (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25) liegt. Dies gilt aufgrund der durch den Ukraine-Krieg verursachten aktuellen Situation in besonderem Maße, da die LNG-Anlage Lubmin ein essentieller Baustein ist, um russische Gasimporten bereits beginnend ab Winter 2022/2023 zu ersetzen. Aufgrund des besonderen Risikos, das mit der Investition in die LNG-Anlage Lubmin verbunden ist, und unter Berücksichtigung des Umstands, dass die Investitionsentscheidung bislang nicht getroffen wurde, spricht aus derzeitiger Sicht Überwiegendes dafür, dass die LNG-Anlage Lubmin bei Versagung der Ausnahmegenehmigung nicht gebaut würde (siehe Abschnitt 3.4.).
- 274 Auf der anderen Seite erscheint es nach Prüfung der Umstände des Einzelfalles als geeignet, erforderlich und angemessen die Ausnahme auf 20 Jahre ab Inbetriebnahme der Phase I zu befristen und mit den Bedingungen zur Kapazitätsvergabe, dem Kapazitätsmanagement und dem Engpassmanagement zu versehen, um die Belange der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung durch die Investition (Art. 36 Abs. 1 a) der Richtlinie 2009/73/EG), der Verhinderung einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs, des effizienten Funktionierens des Erdgasbinnenmarktes bzw. der betroffenen regulierten Netze oder der Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union (Art. 36 Abs. 1 e) der Richtlinie 2009/73/EG), der Beachtung des unionsrechtlichen Solidaritätsprinzips im Energiebereich und zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG) zu fördern, ohne dass damit die Ermöglichung der Investition unmöglich gemacht würde.

Im Einzelnen:

3.8.1. Gewährung der Ausnahme (Tenor zu 1.)

- 275 Mit dem Tenor zu 1. wird eine Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 13,5 Milliarden Kubikmeter (13,5 Mrd. m³/a) der LNG-Anlage Lubmin von der Anwendung der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG ausgenommen. Davon umfasst ist sowohl die Anwendung einer Festlegung nach § 26 Abs. 1 EnWG als auch einer Verordnung nach § 118a EnWG.
- 276 Dies schließt sowohl eine Ausnahme von der Zugangs- als auch von der Entgeltregulierung ein. Abweichend vom umfassenderen Wortlaut des § 28a Abs. 1 Hs. 1 EnWG bedurfte es keiner Ausnahme von den Entflechtungsvorgaben der §§ 8 bis 10e EnWG. Diese Vorgaben sind für Betreiber von LNG-Anlagen nicht einschlägig, so dass es einer Ausnahme insoweit nicht bedurfte. Die §§ 8 bis 10e EnWG gelten im Verhältnis von Transportnetzbetreibern zu ihren vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen. Dementsprechend besteht auch die Pflicht zur Zertifizierung und damit einer ex ante-Kontrolle der Einhaltung der §§ 8 bis 10e EnWG nach §§ 4a, 4b EnWG nur für Transportnetzbetreiber. LNG-Anlagen sind zwar gemäß § 3 Nr. 16 und Nr. 20 EnWG als Gasversorgungs- und Energieversorgungsnetze einzustufen. Sie fallen aber nicht unter die Definition des Fernleitungsnetzes i. S. d. § 3 Nr. 19 EnWG und sind damit kein Transportnetz i. S. d. § 3 Nr. 31f EnWG. Die Antragstellerin ist somit nicht Transportnetzbetreiberin und Adressatin der Entflechtungsvorgaben der §§ 8 bis 10e EnWG.
- 277 Des Weiteren bedurfte es keiner Ausnahme von den §§ 26 Abs. 2 bis 28 EnWG, da diese vorliegend ebenfalls nicht einschlägig sind. Bei der LNG-Anlage Lubmin handelt es sich weder um ein vorgelagertes Rohrleitungsnetz (§§ 26 und 27 EnWG) noch um eine Speicheranlage (§ 28 EnWG). § 26 Abs. 1 EnWG betrifft zwar LNG-Anlagen. Die Norm enthält aber eine Festlegungskompetenz, die sich nur an die Bundesnetzagentur als Normadressaten richtet.
- 278 Eine Teilausnahme, die entweder auf die Zugangs- oder auf die Entgeltregulierung beschränkt gewesen wäre, kam aus Sicht der Beschlusskammer dahingegen nicht in Betracht. Wie bei der Analyse des Auslastungsrisikos (siehe Abschnitt 3.4.2.) dargestellt, würde damit das Risiko nicht hinreichend aufgefangen. Für eine zuverlässige, den Bau und Betrieb der LNG-Anlage sicherstellende Amortisation der Investition bedarf die Antragstellerin sowohl einer Entgelt- als auch einer Zugangsausnahme. Die Ausnahme von den Zugangsvorgaben wurde durch die Bedingungen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement auf das erforderliche Maß beschränkt, um dem Ausnahmecharakter der Norm gerecht zu werden, aber auch keine übermäßigen Investitionshindernisse aufzubauen.
- 279 Die Ausnahmegenehmigung konnte für insgesamt 13,5 Mrd. m³/a erteilt werden, auch wenn die volle Kapazität erst in zeitlich aufeinanderfolgenden Phasen realisiert werden kann. Denn auch die in Phase II geplante Erhöhung der Kapazitäten der LNG-Anlage Lubmin durch ein zweites FSRU ist bereits heute hinreichend sicher in Planung. So hat die Antragstellerin bei den Fernleitungsnetzbetreibern GASCADE Gastransport GmbH und NEL Gastransport GmbH bereits einen

Antrag nach § 39b GasNZV sowie einen Antrag auf Kapazitätsreservierung in Höhe von insgesamt [REDACTED] gemäß § 38 GasNZV zur Übernahme von regasifiziertem LNG für beide Projektphasen gestellt. Für den Charter des in dieser Phase zum Einsatz kommenden zweiten FSRUs steht die Antragstellerin bereits in konkreten Verhandlungen über den Abschluss eines bedingten Vertrages (Term Sheet Agreement). Die sukzessive Inbetriebnahme der beiden von der Antragstellerin geplanten FSRU ist vor allem dem Umstand geschuldet, dass auf diese Weise kurzfristig schon im Winter 2022/2023 ausbleibende russische Gasimporte zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ersetzt werden können. Die weitere Erhöhung der Mengen in Phase II ist zeitlich dahingegen nicht so schnell umsetzbar, da sie weitere bauliche Maßnahmen voraussetzt (vgl. Antrag vom 28.07.2022, S. 8).

- 280 Von der Ausnahme umfasst sind auch unterbrechbare Kapazitäten. Klarstellend ist darauf hinzuweisen, dass sichergestellt sein muss, dass die Vermarktung der mittels Reservierungsquote zurückgehaltenen Kapazitäten (siehe Tenor zu 5.) durch die Vermarktung von unterbrechbaren Kapazitäten unberührt bleibt. Im Übrigen unterliegt die Kapazitätszuweisung und das Kapazitätsmanagement der unterbrechbaren Kapazitäten unter Beachtung der geltenden gesetzlichen Vorgaben, insbesondere der Diskriminierungsfreiheit nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG, der Vertragsfreiheit der Antragstellerin und der Nutzer.
- 281 Nicht von der Ausnahme umfasst sind dahingegen Speicherdienstleistungen i. S. d. § 3 Nr. 19c EnWG. Nach § 3 Nr. 26 EnWG umfasst der rechtliche Begriff der LNG-Anlage eine Kopfstation zur Verflüssigung von Erdgas oder zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas. Darin eingeschlossen sind Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich sind. Ausdrücklich nicht umfasst vom Begriff der LNG-Anlage sind jedoch die zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Kopfstationen. Diese zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Anlagen sind rechtlich als Gasspeicheranlagen zu qualifizieren. Eine Nutzung der Tanks der LNG-Anlage zu Speicherzwecken bedürfte daher einer eigenen Genehmigung nach § 28a EnWG. Eine solche ist jedoch vorliegend nicht beabsichtigt und nicht beantragt (siehe Abschnitt 3.1.1.).
- 282 Soweit der Tank einer nur vorübergehenden Speicherung zur Weiterverteilung in den Small-Scale Bereich dient, unterfällt er nicht der Regulierung nach dem EnWG (siehe Abschnitt 3.1.2.). Auch solche Dienstleistungen sind daher nicht von der Ausnahme umfasst. Die Regulierung nach dem EnWG bezieht sich nämlich ausschließlich auf die leitungsgebundene Energieversorgung (§ 1 Abs. 1 EnWG). Dementsprechend unterwirft die Definition der LNG-Anlage nach dem Energiewirtschaftsgesetz die Speicherung von LNG im Tank einer LNG-Anlage nur insoweit der Regulierung, wie sie der anschließenden Einspeisung in ein Fernleitungsnetz dient.

283 Nicht von der hier getroffenen Ausnahme umfasst sind zudem durch zukünftige wesentliche Kapazitätsaufstockungen geschaffene Kapazitäten (siehe Tenor zu 1. b)). Wann eine solche Kapazitätsaufstockung als wesentlich anzusehen ist, wird durch § 28a Abs. 2 EnWG näher konkretisiert. Danach ist die Wesentlichkeit der Kapazitätsaufstockung anhand des Umfangs des Investitionsvolumens und des zusätzlichen Kapazitätsvolumens anhand einer objektiven Betrachtungsweise zu bestimmen. Kapazitätsaufstockungen, die neue Gasversorgungsquellen erschließen, sind zudem stets als wesentlich zu betrachten. Eine Ausnahme für solche wesentlichen Kapazitätsaufstockungen kam nach Ansicht der Beschlusskammer nicht in Betracht, da diese für sich genommen gemäß § 28a Abs. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG Gegenstand einer neuen Ausnahmegenehmigung sein können. Eine Genehmigung auf Vorrat kommt demgegenüber nicht in Betracht. Aufgrund des Umfangs einer solchen Kapazitätsaufstockung ist vielmehr regelmäßig eine neue Prüfung und Bewertung der Ausnahmegenehmigungsvoraussetzungen sowie der Bedingungen über die Dauer einer solchen Ausnahme und den nichtdiskriminierenden Zugang zu den neu geschaffenen Kapazitäten (vgl. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG) erforderlich.

3.8.2. Befristung (Tenor zu 2.)

284 Nach § 28a Abs. 1 EnWG und der korrespondierenden Richtlinienvorgabe des Art. 36 Abs. 1 Richtlinie 2009/73/EG kann eine Ausnahme vom Netzzugangsregime des EnWG nur befristet für einen bestimmten Zeitraum erteilt werden. Dem folgend wird die Ausnahme mit dem Tenor zu 2. auf 20 Jahre ab kommerzieller Inbetriebnahme der Phase I befristet. Dieser Zeitraum entspricht dem Antrag. Er ist damit jedenfalls ausreichend, um das besondere Risiko der Investition zu berücksichtigen und ein ausreichend stabiles Investitionsklima zu schaffen. Er entspricht auch dem üblichen Rahmen anderer Ausnahmegenehmigungen, die in der Regel für Zeiträume zwischen 20 und 25 Jahren erteilt werden. Zwar hat die Europäische Kommission in dem Ausnahmeverfahren für das LNG-Terminal Stade unterstrichen, dass insbesondere die Laufzeiten von Kapazitätsbuchungsverträgen ein Indikator für die Bestimmung der angemessenen Dauer einer Ausnahme sind (vgl. Europäische Kommission, Beschluss vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 129). Die Ausnahmedauer ist vorliegend jedoch auch vor dem Hintergrund dessen gerechtfertigt, dass die längsten Buchungsanfragen in dem von der Antragstellerin im Oktober 2022 durchgeführten verbindlichen Interessenbekundungsverfahren für die Kapazitäten in Phase I 10 Jahre ab der von der Antragstellerin beabsichtigen Inbetriebnahme von Phase I am 01.12.2022 bzw. 01.01.2023 und in dem unverbindlichen Interessenbekundungsverfahren für die Kapazitäten in Phase II 10 Jahre ab der von der Antragstellerin beabsichtigen kommerziellen Inbetriebnahme von Phase II am 01.12.2023 und 01.10.2024 betragen. Die eingeräumte Ausnahmedauer von 20

Jahren geht zwar über diese Vertragslaufzeiten hinaus. Dies ist gerechtfertigt, da sich das tatsächliche Datum der kommerziellen Inbetriebnahme der Phase II noch nach hinten verschieben kann. Zum anderen handelt es sich bei dem Interessenbekundungsverfahren noch um unverbindliche Buchungsanfragen. Die gewährte Ausnahmedauer von 20 Jahren gewährleistet somit, dass auch noch längere Verträge, insbesondere für die Kapazitäten der LNG-Anlage in Phase II abgeschlossen werden können. Zum anderen hat auch die Europäische Kommission in dem Ausnahmeverfahren für das LNG-Terminal Stade bekräftigt, dass die Ausnahme auch nicht für weniger als 20 Jahre gewährt werden sollte, da dieser Zeitraum zum einen innerhalb der normalen steuerlichen Abschreibungszeiträume liege und zum anderen dieser Zeitraum auch am unteren Ende dessen liegt, was im Falle anderer LNG-Terminals gewährt wurde (vgl. Europäische Kommission, Beschluss vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 130).

- 285 Der Zeitpunkt des Fristbeginns mit der kommerziellen Inbetriebnahme der Phase I der LNG-Anlage Lubmin ist gemäß Tenor zu 10. schriftlich mitzuteilen, so dass hinreichend Klarheit über den Freistellungszeitraum besteht.
- 286 Klarstellend sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die Ausnahmegenehmigung keine Betriebserlaubnis darstellt. Daher enthält die Ausnahmedauer auch keinen Aussagegehalt darüber, wie lange die Anlage tatsächlich genutzt wird oder genutzt werden darf. Die Ausnahme legt lediglich für die Dauer von 20 Jahren den Regulierungsrahmen fest. Etwaige andere Vorgaben aufgrund nationaler (insb. das LNG-Beschleunigungsgesetz und das Bundes-Klimaschutzgesetz) oder europäischer Regelungen (insb. Fit for 55) zur Abkehr von fossilen Energieträgern sind durch die Antragstellerin zu beachten und in den Vertragsabschlüssen mit den Nutzern zu berücksichtigen. Nach dem LNG-Beschleunigungsgesetz sollen die Genehmigungen für die in den Anwendungsbereich des LNG-Beschleunigungsgesetzes fallenden LNG-Anlagen zudem in Übereinstimmung mit den deutschen Klimazielen bis spätestens zum 31. Dezember 2043 befristet werden. Die Anlagen können aber über diesen Zeitpunkt hinaus betrieben werden, wenn sie für klimaneutralen Wasserstoff und dessen Derivate genutzt werden. Dadurch wird sichergestellt, dass das durch das Bundes-Klimaschutzgesetz vorgegebene Ziel der Klimaneutralität spätestens 2045 weiterhin erreicht werden kann. Da insbesondere synthetisch erzeugtes Methan und Grüngase, wie Wasserstoff unter den Gasbegriff des EnWG (§ 3 Nr. 19a EnWG) fallen können, soweit sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden, ist insoweit auch ein Anwendungsbereich für die Ausnahmegenehmigung über das Jahr 2043 im Einklang mit dem LNG-Beschleunigungsgesetz und dem Bundesklimaschutzgesetz denkbar.

3.8.3. Auflage zu den Entgelten (Tenor zu 3.)

- 287 Nach dem Tenor zu 3. wird die Antragstellerin verpflichtet, von den Nutzern der ausgenommenen Infrastruktur Entgelte zu erheben. Hiermit wird die Voraussetzung des § 28a Abs.1 Nr. 4 EnWG

dauerhaft sichergestellt. Diese Auflage belastet die Antragstellerin allenfalls formell, da sie ohnehin die Erhebung von Entgelten beabsichtigt und diese zur Refinanzierung der Investition benötigt.

3.8.4. Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement (Tenor zu 4. bis 7.)

288 Die Vorgaben im Tenor zu 4. bis 7. regeln die Bedingungen für einen diskriminierungsfreien Zugang zu der LNG-Anlage Lubmin i. S. d. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 und 3 Richtlinie 2009/73/EG.

289 (1) Ermessensentscheidung

§ 28a Abs. 3 S. 2 EnWG verweist hinsichtlich der Prüfung des Verfahrens auf Art. 36 Abs. 3 bis 9 Richtlinie 2009/73/EG. Nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG in seiner deutschen Fassung hat die Regulierungsbehörde in jedem Einzelfall der Notwendigkeit Rechnung zu tragen, Bedingungen für die Dauer der Ausnahme und den nichtdiskriminierenden Zugang zu der neuen Infrastruktur aufzuerlegen. Nach dem Wortlaut der deutschen Fassung scheint es sich hier um eine gebundene Entscheidung zu handeln. Danach wären Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang in jedem Einzelfall notwendig. Demgegenüber handelt es sich bei der Formulierung der englischen Originalfassung um eine Ermessenentscheidung, bei der eine Einzelfallbetrachtung anzustellen ist. Diese lautet: „In deciding to grant an exemption consideration shall be given, on a case by case basis, to the need to impose conditions regarding the duration of the exemption and non-discriminatory access“. Da die englische Originalfassung Grundlage der Verhandlungen des Parlaments war, ist diese wohl der deutschen Übersetzung vorzuziehen. Dafür spricht, dass auch die französische Fassung von einer Ermessenentscheidung ausgeht (vgl. „En décidant d'octroyer une dérogation, il convient de prendre en compte, au cas par cas, la nécessité d'imposer des conditions concernant la durée de la dérogation et l'accès sans discrimination à l'infrastructure“). Dementsprechend ist davon auszugehen, dass es grundsätzlich im Ermessen der Regulierungsbehörde steht (zu den Einschränkungen siehe nachfolgende Ziffer (2)), ob im jeweiligen Einzelfall die Notwendigkeit besteht, Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der Infrastruktur aufzuerlegen und welche im Einzelfall geeignet, erforderlich und angemessen sind (vgl. auch Thole, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2019, § 28a EnWG, Rn. 21).

290 (2) Ermessensreduzierung

Die Richtlinie engt das Ermessen der Regulierungsbehörde jedoch gemäß Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG in zwei Punkten ein. Danach hat die Regulierungsbehörde Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung einschließlich bestimmter Engpassmechanismen zwingend vorzusehen. Hierzu gehört die Vorgabe gegen die Hor tung von Kapazitäten, wonach ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten sind (UIOLI-

Verfahren). Weiter ist als Mindestvorgabe vorzusehen, dass Nutzer der Infrastruktur das Recht haben müssen, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln.

291 (3) Rahmen der Ermessensausübung

Bei der Ausübung des Ermessens hat die Beschlusskammer entsprechend § 40 VwVfG den Zweck des § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG (siehe insbesondere Abschnitt 3.8 (4)) und die gesetzlichen Grenzen des Ermessens, insbesondere den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit und den Grundsatz der Gleichbehandlung, beachtet. Nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG sind insbesondere die neu zu schaffende Kapazität und deren Bedeutung für die Gasversorgung, der Zeithorizont des Vorhabens und die einzelstaatlichen Gegebenheiten zu berücksichtigen.

292 (4) Ermessensausübung

Die Beschlusskammer hat das ihr nach § 28a Abs. 1 und 3 S. 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 und 3 Richtlinie 2009/73/EG eingeräumte Ermessen dahingehend ausgeübt, die Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen des § 20 EnWG nicht uneingeschränkt zu erteilen, sondern nur soweit, wie eine Ausnahme zur Ermöglichung der Investition erforderlich war.

293 (5) Restriktiver Ausnahmecharakter und Zweck des Ausnahmetatbestands

Diese Vorgehensweise entspricht dem restriktiven Ausnahmecharakter des Genehmigungstatbestandes des § 28a EnWG. Langjährige Ausnahmen von den Zugangsverpflichtungen der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG sind aufgrund des Ausnahmecharakters restriktiv zu handhaben, um das geltende Netzzugangsregime nicht ungerechtfertigt einzuschränken. Dem etablierten Zugangsregime zur Gewährleistung eines nichtdiskriminierenden Zugangs zu den Netzinfrastrukturen kommt eine Schlüsselfunktion bei der Liberalisierung des Energiemarktes zu. Langjährige Ausnahmen von den Zugangsverpflichtungen der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG sind entsprechend des Zweckes der Ausnahmegesetzgebung daher nur dann und nur soweit gerechtfertigt, wie es zur Erreichung dieses Zweckes erforderlich ist (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 110; Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 11 und 17; vgl. auch: Arndt, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015, § 28a, Rn. 2).

294 Der Ausnahmetatbestand des § 28a EnWG dient dem Ziel, größere Infrastrukturvorhaben im Interesse der Verbesserung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung zu fördern. Angesichts der erheblichen Investitionen, die benötigt werden, brauchen Investoren und Kapitalgeber Planungssicherheit über dauerhafte Kapitalrückflüsse. Solche Planungssicherheit wird in der Regel über den Abschluss langfristiger Kapazitätsverträge geschaffen. Anderenfalls steigt das Finanzierungsrisiko und die Investitionsbereitschaft sinkt. Durch die Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen der §§ 20 bis 26 Abs. 1 EnWG soll für einen befristeten Zeitraum ein

stabiles Investitionsklima, insbesondere über die Möglichkeit des Abschlusses langfristiger Verträge, ermöglicht werden, um den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit der Gasversorgung durch die neue Infrastruktur zu verbessern (vgl. BR-Drs. 613/04 (Beschluss) vom 24.09.2004, S. 25). Dementsprechend ist eine Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen des EnWG nur soweit gerechtfertigt, wie es zur Ermöglichung der Investition erforderlich ist.

295 (6) Bedeutung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der Infrastruktur

Dieses Ergebnis wird durch die in § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verankerte Verpflichtung von Betreibern eines Energieversorgungsnetzes zum diskriminierungsfreien Betrieb des Energieversorgungsnetzes bestätigt. Energieversorgungsnetze werden nach § 3 Nr. 16 EnWG als Gasversorgungsnetze definiert. Nach § 3 Nr. 20 EnWG zählen LNG-Anlagen zu den Gasversorgungsnetzen. Damit sind Betreiber von LNG-Anlagen zum diskriminierungsfreien Betrieb der LNG-Anlage verpflichtet. Der diskriminierungsfreie Betrieb der Infrastruktur dient der Gewährleistung des Wettbewerbs auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen Erzeugung bzw. Gewinnung von Gas und Vertrieb von Gas an Kunden. Damit möglichst eine Mehrzahl an Wettbewerbern auf dem Markt agieren kann, bedarf es niedriger Marktzutritts- und Marktaustrittsschranken. Ein diskriminierungsfreier Betrieb beinhaltet dementsprechend als wesentliches Kernelement die Möglichkeit, die Infrastruktur ohne Benachteiligung gegenüber anderen Marktteilnehmern nutzen zu können (diskriminierungsfreier Zugang zu der Infrastruktur). Eine Ausnahme von der Regulierung nach § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG kann den Betreiber einer LNG-Anlage nicht ohne Weiteres von der grundlegenden Verpflichtung nach § 11 Abs. 1 EnWG befreien, da diese Vorschrift gerade nicht als eine der Vorschriften genannt ist, von der eine Ausnahme erteilt werden kann. Dementsprechend greifen § 28a Abs. 1 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 1 der Richtlinie 2009/73/EG diesen Grundsatz des diskriminierungsfreien Betriebs auch auf und verlangen als Voraussetzung für eine Ausnahme von bestimmten Regulierungsvorgaben, dass durch die Investition der Wettbewerb bei der Gasversorgung verbessert wird (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und die Ausnahme sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb oder das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes auswirkt (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG) bzw. auf das effiziente Funktionieren der betroffenen Netze und die Erdgasversorgungssicherheit der Europäischen Union (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 Alt. 3 und 4 EnWG, neue Fassung). Zudem hat die Regulierungsbehörde nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG in jedem Einzelfall zu prüfen, ob es notwendig ist, die Ausnahme mit Bedingungen für die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der Infrastruktur zu versehen. Dementsprechend verweist auch die Europäische Kommission in dem Beschluss vom 25.05.2021 im Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Brunsbüttel wie auch in dem Beschluss vom 19.08.2022 im Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Stade auf die Bedeutung der Vorgaben für eine diskriminierungsfreie Kapazitätsvergabe von langfristigen Kapazitäten und die Vorgaben für einen gesicherten Zugang zu 10 % der jährlichen Gesamtkapazität der LNG-Anlage durch die auferlegte Reservierungsquote für eine Verbesserung der Versorgungssicherheit und

des Wettbewerbs (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 58f. sowie Beschluss der Europäischen Kommission vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final, Rn. 55.).

296 (7) Beitrag zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit der Gasversorgung

Die Beschlusskammer hat bei ihrer Ermessenentscheidung berücksichtigt, dass mit der LNG-Anlage Lubmin der Aufbau einer bisher in Deutschland nicht existenten LNG-Infrastruktur vorangetrieben wird. Hierdurch können in Deutschland völlig neue Gasbezugsquellen aus Übersee erschlossen und neue Transportrouten unmittelbar nach Deutschland geschaffen werden. Auch aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage kommt der durch LNG-Anlagen bestehenden Möglichkeit, zusätzliche Mengen an LNG importieren zu können, eine große Bedeutung im Energiemarkt zu, um russische Erdgasimporten kurz- bis mittelfristig zu ersetzen. Auf diese Weise kann die LNG-Anlage einen bedeutenden Beitrag zur Diversifizierung der Erdgasversorgung in Deutschland und den zusammenhängenden Märkten in Nordwesteuropa leisten. Sie verbessert damit den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG).

297 (8) Trend im LNG-Markt zu kurzfristigen Geschäften

Die Beschlusskammer hat weiter berücksichtigt, dass der LNG-Markt dynamischen Entwicklungen unterliegt und eine wachsende Bedeutung in Europa beobachtet werden kann. Dies gilt in besonderem Maße aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation und ihrer Auswirkungen auf die Energiemärkte.

298 Um beurteilen zu können, ob und in welcher Form Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der LNG-Anlage (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG) erforderlich sind, hat die Beschlusskammer verschiedene Kennzahlen des LNG-Marktes im Zeitraum zwischen 2012 und 2019 analysiert. Als Datenquelle dienten dabei der „GIIGNL Annual Report“ der Jahre 2020 und 2021 der International Group of Liquefied Natural Gas Importer (GIIGNL), einer Organisation mit dem Ziel, die Entwicklung von Aktivitäten im Zusammenhang mit LNG zu fördern. Alle diese Berichte sind öffentlich zugänglich (vgl. <https://giignl.org/resources2/>, Abruf am 04.11.2022).

299 Im Rahmen dieser Auswertung stellte die Beschlusskammer fest, dass das Volumen der LNG-Importe grundsätzlich weltweit deutlich zunimmt. Angesichts der aktuellen Situation dürfte sich dieser Trend weiter fortsetzen, da in Europa Pipelineimporte aus Russland durch andere Gasquellen, insbesondere LNG, ersetzt werden müssen. Neben dem gesamthaften Anstieg der LNG-Importe änderte sich auch die Art der getätigten Geschäfte. Wurden 2012 noch 75% aller LNG-Mengen langfristig, d.h. mit einer vertraglichen Laufzeit von mehr als vier Jahren gehandelt, so sank dieser Anteil auf 66% im Jahr 2019 und auf 60% im Jahr 2020. Der Anteil der LNG-Mengen, die kurzfristig, d.h. mit einer vertraglichen Laufzeit von höchstens vier Jahren, gehandelt wurden, stieg im

betrachteten Zeitraum analog dazu von 25% in 2012 auf 40% (35% Spotmengen plus 5% sonstige Kurzfristmengen) in 2020 an.

300 Diese Trends wurden auch von einer von der Europäischen Kommission (Directorate-General for Energy, Internal Energy Market) in Auftrag gegebenen Studie (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020) bestätigt. Insgesamt ist ein anhaltender Trend zu steigenden LNG-Importen nach Europa zu beobachten. Dies ist auf eine Annäherung des Preisniveaus zwischen den asiatischen und den europäischen Märkten sowie steigende Importkapazitäten, insbesondere aus den USA, zurückzuführen. Dieser Trend dürfte sich wie ausgeführt aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation fortsetzen. Dementsprechend besteht ein Trend zu einer steigenden Auslastung der bestehenden LNG-Anlagen in Europa (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 18ff.). Zudem bestehen aktuell massive Bestrebungen, die LNG-Infrastruktur insbesondere in Nordwesteuropa auszubauen. Auch im Zusammenhang mit der Energiewende in Deutschland, aber vor allem aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage aufgrund des Ukraine-Krieges und der damit verbundenen Notwendigkeit der Diversifizierung des Erdgas-Bezugs und Substituierung russischer Gasimporte, gewinnt der Import von LNG maßgeblich an Bedeutung. Dabei war ein wachsender LNG-Spotmarkt und eine wachsende Nachfrage nach Kurzfristprodukten zu beobachten (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 22f., 39).

301 (9) Bedingungen dienen der Einhaltung der Genehmigungsvoraussetzungen (Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG)

Die Beschlusskammer hat daher in Tenor zu 4. bis 7. Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu der LNG-Anlage Lubmin bestimmt. Diese Bedingungen stellen vor dem skizzierten Hintergrund sicher, dass die LNG-Anlage den größtmöglichen Beitrag zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit leisten kann (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und gewährleisten damit letztlich auch die Genehmigungsfähigkeit des Vorhabens. Auf diesen Umstand haben auch die Dienststellen der Europäischen Union hingewiesen, die es für den Fall, dass die Ausnahme langfristige Kapazitätsverträge ermöglicht, für wahrscheinlich halten, dass effektive Engpassmechanismen zur Vermeidung eines möglichen Abschottungseffektes erforderlich sind (vgl. Commission staff working document, New Infrastructure Exemptions vom 06.05.2009, SEC(2009)642 final, Rn. 42).

302 Nach der Regelungssystematik des Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG hat die Beschlusskammer in einem ersten Schritt festzustellen, ob die LNG-Anlage den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung im relevanten Markt verbessert. Nur wenn dies gegeben ist, liegen

die gesetzlichen Voraussetzungen für eine mögliche Ausnahmegenehmigung nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG vor.

- 303 Auf der Rechtsfolgende steht es dann im Ermessen der Regulierungsbehörde zu bestimmen, inwieweit die Ausnahmegenehmigung zu erteilen ist und wie die Regeln und Mechanismen zum Kapazitätsmanagement und der Kapazitätsvergabe ausgestaltet werden müssen, um die in einem Spannungsverhältnis zueinanderstehenden Ziele des Ausnahmetatbestands bestmöglich zu erreichen. Der Maßstab ist hier ein anderer als bei den gesetzlichen Voraussetzungen. Ziel ist es, den Zugang zu der LNG-Anlage auch während der Ausnahmedauer möglichst wettbewerbsförderlich auszugestalten. Bezugspunkt ist hier anders als bei der Analyse der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit im Rahmen des § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG dann nicht nur der Wettbewerb im deutschen bzw. nordwesteuropäischen Markt, sondern auch der sogenannte Intra-Terminal-Wettbewerb, also der Wettbewerb um den Zugang zu der LNG-Anlage selbst. Im Rahmen der zu treffenden Ermessenentscheidung im Hinblick auf die Kapazitätsregeln ist demnach auf der einen Seite die Förderung von Wettbewerb und Versorgungssicherheit durch eine nicht über das erforderliche Maß hinausgehende Ausnahme von der Regulierung zu beachten (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 91 und 110). Auf der anderen Seite soll die Investition in die größere Infrastruktur, wenn sie denn grundsätzlich förderlich für den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit ist, durch eine Ausnahme von der Regulierung ermöglicht werden. Dabei wird deutlich, dass die Ausnahme von der Regulierung nicht über das zur Ermöglichung der Investition erforderliche Maß hinausgehen kann. So muss der Antragsteller nachweisen, dass die Investition aufgrund des damit verbundenen Regulierungsrisikos ohne die Ausnahme nicht getätigt würde (§ 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Der Regulierungsbehörde stehen im Rahmen der zu treffenden Ermessenentscheidung mehrere nebeneinander stehende Mittel zur Verfügung, um die Ausnahme auf das dafür erforderliche Maß zu beschränken (vgl. auch Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 110). So soll die Ausnahme zwingend befristet werden (§ 28a Abs. 1 EnWG). Die Ausnahme kann auf die gesamte Kapazität oder einen Anteil der Gesamtkapazität der neuen Infrastruktur oder auch nur auf bestimmte Teile der Infrastruktur erstreckt werden (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 1 und Abs. 8 c) der Richtlinie 2009/73/EG). Darüber hinaus hat die Regulierungsbehörde vor dem Erlass der Ausnahmegenehmigung die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätsvergabe festzulegen. Welche Regelungen – über das zwingend vorzusehende Recht auf Sekundärvermarktung und das Verfahren gegen das Horten von Kapazitäten (UIOLI-Verfahren) hinaus – erforderlich und angemessen sind, um die Ziele des Ausnahmetatbestands zu erreichen, steht im Ermessen der Regulierungsbehörde. Auch hier ist eine Abwägung zu treffen, um eine möglichst umfangreiche Förderung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit zu erreichen, ohne die Investition unmöglich zu machen. Hier ist neben dem Wettbewerb bei der Gasversorgung im maßgeblichen deutschen bzw. nordwesteuropäischen Markt

auch der Intra-Terminal-Wettbewerb zu berücksichtigen. Diesen Anforderungen wird die Auferlegung der Reservierungsquote in Höhe von mindestens 10% der jährlichen Durchsatzkapazität in Tenor zu 5. vollumfänglich gerecht, indem sie einen dauerhaften gesicherten Drittzugang für potentielle Kunden über den gesamten Genehmigungszeitraum schafft. Wettbewerbsabträglichen Abschottungseffekten wird so wirksam entgegengewirkt.

- 304 Gleichzeitig ist jedoch aufgrund des Umfangs der zurückzuhaltenden Kapazität in Höhe von mindestens 10% der jährlichen Durchsatzkapazität gewährleistet, dass die Investition durch die auferlegten Zugangsverpflichtungen nicht unmöglich gemacht wird, da die zur Sicherung der Investition erforderlichen langfristigen Kapazitätsverträge abgeschlossen werden können.
- 305 Buchungsbeschränkungen für den – bei Wegfall russischer Gaslieferungen – wahrscheinlich größten LNG Marktakteur Equinor/Petoro im Jahr 2024 bzw. Qatar Energy im Jahr 2030 waren aus Sicht der Beschlusskammer dahingegen nicht erforderlich bzw. wären gegebenenfalls aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation unter Umständen sogar abträglich für die Versorgungssicherheit.
- 306 Hohe Marktkonzentrationen lassen sich nach den Prognosen nur in zwei Szenarien feststellen: Erstens bei Buchungen von 100% durch den größten Marktakteur (im Jahr 2024 Equinor/Petoro) in einem auf Nordwesteuropa abgegrenzten Markt und zweitens bei Buchungen von über 60% durch den größten Marktakteur (im Jahr 2024 Equinor/Petoro und im Jahr 2030 Qatar Energy) in einem rein national abgegrenzten Markt. Trotz dieser Erhöhung der Marktkonzentration über bestimmte wettbewerbsrelevante Schwellenwerte, sprechen eine Reihe an Gründen gegen die Auferlegung von Buchungsbeschränkungen (siehe Abschnitt 3.7.1.4 (1)). Zum einen ist die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Szenarien aus verschiedenen Gründen in mehrfacher Hinsicht unwahrscheinlich: Hohe Buchungen sind aufgrund der Ergebnisse im Interessenbekundungsverfahren unwahrscheinlich.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Nicht zuletzt sind auch aufgrund der durch die Beschlusskammer in Tenor zu 4. festgelegten Regelungen über einen diskriminierungsfreien Zuteilungsmechanismus bei Übernachtfrage hohe Buchungen durch einen einzigen bzw. zwei Kunden unwahrscheinlich. Des Weiteren ist die Annahme des zweiten genannten kritischen Falles auch deswegen unwahrscheinlich, weil ihm eine rein nationale Marktabgrenzung zugrunde liegt. Eine solche ist aber wie bereits

mehrfach ausgeführt unwahrscheinlich, da sie mit Rückschritten in der Verwirklichung des Binnenmarktes verbunden wäre. Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist somit in allen beiden kritischen Fällen in mehrfacher Hinsicht äußerst gering.

307 Die Buchungsbeschränkungen könnten die aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation und der – auch durch REPowerEU vorgegebenen – raschen Reduzierung von russischen Gasimporten behindern. Auch nach REPowerEU sollen die russischen Importmengen kurzfristig u.a. maßgeblich durch norwegische Importe und LNG-Importe ersetzt werden. Aufgrund der aktuellen Situation ist das Angebot von Erdgas sowie LNG jedoch begrenzt. Alle auf dem LNG-Markt für Deutschland verfügbaren Importmengen müssen daher genutzt werden können, um das von REPowerEU vorgegebene Ziel, russische Gasimporte möglichst schnell zu ersetzen, erreichen zu können. Vor diesem Hintergrund können Buchungsbeschränkungen die Gewährleistung der Versorgungssicherheit beeinträchtigen. Zudem ist davon auszugehen, dass zukünftig die Marktkonzentration auf dem Erdgashandelsmarkt aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen und dem Ausbau erneuerbarer Energien ohnehin nachlässt.

308 (10) Verhältnismäßigkeit

Die tenorierten Bedingungen sind auch verhältnismäßig. Sie sind geeignet, einen möglichst effektiven nichtdiskriminierenden Zugang auf kurzfristiger Basis auch für potentielle neue Kunden während der Geltungsdauer der Ausnahme sicherzustellen. Zu diesem Zweck müssen mindestens 10% der Gesamtkapazität der LNG-Anlage Lubmin auf fester Basis jährlich mit einem festgeschriebenen Vorlauf (year ahead oder unterjährig) vermarktet werden. Damit wird eine Abschottung der LNG-Anlage durch langfristige Kapazitätsverträge gegenüber potentiellen neuen Kunden und die Schaffung einer potentiellen vertraglichen Engpasssituation für die Dauer der Ausnahme-genehmigung verhindert.

309 Die tenorierten Bedingungen sind erforderlich, um einen möglichst effektiven nichtdiskriminierenden Zugang auch für potentielle neue Kunden während der Geltungsdauer der Ausnahme sicherzustellen. Sie sind das Ergebnis einer Betrachtung und Prognose des LNG-Marktes, der Berücksichtigung der für den Leitungsbereich geltenden Engpass- und Ausnahmemöglichkeiten und der von der Antragstellerin vorgetragenen technischen Besonderheiten der LNG-Anlage, ihres Vermarktungskonzeptes und der berechtigten Anliegen der Kreditgeber und potentiellen Kunden. Sie gehen nicht über das Maß hinaus, was für die Gewährleistung eines effektiven nichtdiskriminierenden Zugangs während der Geltungsdauer der Ausnahme erforderlich ist. Weniger belastende Mittel sind nicht ersichtlich.

310 Die tenorierten Bedingungen sind auch angemessen. Sie berücksichtigen den Nutzen der geplanten LNG-Anlage für den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit und mildern die sogenannten Regulierungsrisiken soweit ab, dass die Investition ermöglicht wird. So erlaubt es die Ausnahme-

genehmigung, dass 90% der Gesamtkapazität durch langfristige Verträge vermarktet werden. Investoren und Kreditgeber können dadurch kalkulierbare und dauerhafte Kapitalrückflüsse verzeichnen. Dies schafft ein hinreichend sicheres und stabiles Investitionsklima. Bei der Bestimmung der Regeln und Mechanismen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement hat die Beschlusskammer zudem die individuellen technischen und operationellen Gegebenheiten der LNG-Anlage Lubmin beachtet.

3.8.4.1 Langfristige Vergabe von Kapazitäten (Tenor zu 4.)

- 311 Mit dem Tenor zu 4. wird die Antragstellerin dazu verpflichtet, bei der langfristigen Vergabe von Kapazitäten ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren anzuwenden. Dabei hat sie in ihren Kapazitätsverträgen mindestens die in Tenor zu 4. a) näher bestimmten Regelungen zur Registrierungspflicht, der Mindestbuchungshöhe, der Mindestbuchungsdauer und dem Buchungsjahr vorzusehen, die eine diskriminierungsfreie Kapazitätszuweisung gewährleisten. Darüber hinaus sind von der Antragstellerin zeitliche Vorgaben bei der Vergabe der langfristigen Kapazitäten gem. Tenor zu 4 b.) zu beachten. Die langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten sind im Tenor zu 4. c) näher geregelt. Darüber hinausgehende Regelungen, die ein diskriminierungsfreies Verfahren näher ausgestalten, sind zulässig.
- 312 Insoweit gilt der Nichtdiskriminierungsgrundsatz auch für die Kapazitätsvergabe im Rahmen der Ausnahme. Darin liegt kein Widerspruch zur Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen nach § 20 EnWG. Wie ausgeführt (siehe hierzu Abschnitte 3.8. und 3.8.5.), ist bei der Ermessensentscheidung zur Gewährung der Ausnahme und Auferlegung von Bedingungen für den nichtdiskriminierenden Zugang zu berücksichtigen, inwieweit eine Ausnahme zur Ermöglichung der Investition erforderlich ist. Es sind keine Anhaltspunkte dafür ersichtlich und auch nicht von der Antragstellerin vorgetragen, dass die in Tenor zu 4. genannten Regeln zur langfristigen Vergabe von Kapazitäten das Investitionsvorhaben unmöglich machen.
- 313 a) Buchungsauflagen für langfristig Buchende (Tenor zu 4. a))
- Tenor zu 4. a) regelt im Interesse eines diskriminierungsfreien und reibungslosen operationellen Vergabeverfahrens welche Buchungsauflagen langfristig Buchende zu beachten haben.
- Im Einzelnen:
- 314 (1) Registrierung
- Die Vorgabe nach Tenor zu 4. a) (1), wonach potenzielle Nutzer beim Anbieter von Kapazitäten registriert sein müssen, um diese erwerben zu können, ist eine etablierte Praxis im Bereich der Vermarktung von Kapazitäten im Fernleitungsbereich. Eine Vorab-Registrierung entspricht dem

nachvollziehbaren Bedürfnis der Antragstellerin nach einem ihr bekannten und verlässlichen Vertragspartner. Sie stellt keine unzulässige Hürde bezüglich des freien Zugangs zu den entsprechenden Infrastrukturen dar. Teilnehmer des Interessenbekundungsverfahrens müssen sich nicht erneut registrieren. Inwieweit die Antragstellerin weitergehende Prüfungen, bspw. Bonitätsprüfungen, oder sonstige Überprüfungen potenzieller Nutzer vornimmt, unterliegt ihrer unternehmerischen Entscheidungsfreiheit, solange der Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit gewahrt bleibt und die Prüfungen keine unangemessenen Marktzugangsbarrieren darstellen.

315 (2) Angebot unterschiedlicher Produkte

Die Regelungen gem. Tenor zu 4. a) (2) erstrecken sich auf die Möglichkeit der Antragstellerin, verschiedene Produkte interessierten Terminal-Nutzern anzubieten. Das Angebot von Produkten und Dienstleistungen, auch bei von der Regulierung gegebenenfalls ausgenommenen Infrastrukturen, unterliegt jedoch dem Gebot der Diskriminierungsfreiheit und der Transparenz. Demnach ist durch die Antragstellerin jederzeit eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung der Produkte und Dienstleistungen zu gewährleisten. Diese Regelungen erstrecken sich auf alle Ausgestaltungsvariablen, unabhängig davon, ob es sich um ein Bündel- oder ein ungebündeltes Produkt handelt. Die Vorgaben gem. Tenor zu 4. a) (2) gelten ebenso für alle angebotenen Produkte und Dienstleistungen unabhängig von ihrer Laufzeit. Um eine hinreichende Markttransparenz zu erlangen, sind alle Beschreibungen, die nähere Informationen zur Ausgestaltung der angebotenen Produkte oder Dienstleistungen geben, dem Markt transparent offenzulegen und bei etwaigen Änderungen mit angemessener Vorlaufzeit zu kommunizieren.

Für die jährliche Durchsatzkapazität werden von der Antragstellerin Kapazitätsprodukte auf fester Basis angeboten. Diese decken die folgenden Large-Scale LNG Services ab: Annahme und Entladung anlandender LNG-Cargos der Terminalnutzer; Zwischenspeicherung des LNG für den Zweck der Regasifizierung; Regasifizierung des LNG und anschließende Einspeisung des regasifizierten LNG in das deutsche Fernleitungsnetz. [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED] Die Buchung erfolgt unabhängig von den konkreten Terminen für Entlade-Slots.

316 Ein breites Produktportfolio bietet interessierten Terminalnutzern die Möglichkeit, Produkte und Dienstleistungen individuell in Abhängigkeit von ihrem eigenen Bedarf zu buchen und auf diese Weise ihr Portfolio zu einem hohen Grad zu optimieren. Auf der anderen Seite birgt ein breites Produktportfolio aber auch das Risiko einer möglichen Diskriminierung, sollten Produkte nur unzureichend ausgestaltet sein. Auch eine nicht ausreichende Transparenz der unterschiedlichen Ausgestaltungsoptionen kann zu einer Ungleichbehandlung führen. Die Geltung des Grundsatzes der Transparenz und Nichtdiskriminierung für die langfristige Kapazitätsvergabe ergibt sich zwar bereits aus Tenor zu 4 S. 1. Zur Klarstellung war jedoch nochmal ausdrücklich festzustellen, dass

das Produkt- und Dienstleistungsangebot jederzeit unter dem Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit zu stehen hat.

317 Der Antragstellerin steht es frei, weitere Produkte anzubieten. Die Beschlusskammer sieht hier keinen zusätzlichen Regelungsbedarf. Dies schließt allerdings nicht aus, dass die Antragstellerin weitere Regelungen treffen kann.

318 (3) Mindestbuchungshöhe

Tenor zu 4. a) (3) erlaubt der Antragstellerin in den Kapazitätsverträgen eine Mindestbuchungshöhe von 15% der insgesamt zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität festzulegen.

Bei der Ermessensausübung hat die Beschlusskammer das berechtigte Interesse der Antragstellerin, die Zahl der Erstbuchenden zu begrenzen, berücksichtigt. Damit wird das zulässige Ziel verfolgt, das langwierige und komplexe Vertragsanbahnungsverfahren und die Festlegung der Jahresdienstleistungspläne in der späteren operativen Phase des LNG-Anlagenbetriebs mit einem angemessenen Aufwand bewältigen zu können. Die Bestimmung einer Mindestbuchungshöhe limitiert bei gegebener Gesamtkapazität der LNG-Anlage die mögliche Anzahl der Kunden und ist deshalb ein geeignetes Instrument, um dieses Ziel zu erreichen. Eine hohe Mindestbuchungshöhe kann die Anzahl der potenziellen Kunden allerdings unangemessen stark einschränken und würde gegebenenfalls eine unzulässige Zugangsbarriere gegenüber potenziellen kleineren Marktteilnehmern darstellen. Unter Beachtung der geplanten Jahresdurchsatzkapazität in Höhe von 13,5 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr (nach Abschluss der Projekt-Phase II) und in Anlehnung an die Planungen der Antragstellerin zur Erstvergabe von Kapazitäten erachtet die Beschlusskammer eine Mindestbuchungshöhe in Höhe von 15% der insgesamt je Phase zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität als angemessen, um einerseits das legitime Interesse der Antragstellerin an einer Reduktion der Komplexität zur Sicherung der Handlungsfähigkeit im Terminalbetrieb zu verfolgen und andererseits keine unzulässig hohen Zutritts- und Zugangsbarrieren aufzubauen. Das bedeutet, bezogen auf die Gesamtjahresdurchsatzkapazität der jeweiligen Projektphase eine Mindestbuchungshöhe [REDACTED]

[REDACTED] Die Bestimmung einer Höchstgrenze für die Mindestbuchungshöhe gestattet es der Antragstellerin damit eine geringere Mindestbuchungshöhe festzulegen, sofern die operativen und technischen Gegebenheiten der LNG-Anlage dies erlauben. Die Festlegung einer Mindestbuchungshöhe steht einer Buchung von mehr als 15% der insgesamt zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität nicht im Wege. Damit trägt diese Vorgabe zu förderlichen Investitionsbedingungen bei, indem sie einzelne Kunden nicht per se ohne Vorliegen einer Übernachtungssituation in der Buchungshöhe begrenzt.

319 (4) Mindestbuchungsdauer

Tenor zu 4. a) (4) bestimmt, dass die Mindestbuchungsdauer höchstens 10 Jahre beträgt. Dem liegen folgende Erwägungen zugrunde. Größere neue Infrastrukturen, wie LNG-Anlagen, dienen grundsätzlich der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit in der Gaswirtschaft durch die Erschließung neuer Gasversorgungsquellen und der Möglichkeit des Imports zusätzlicher Mengen bei Wegfall russischer Importe. Die Errichtung solcher großen neuen Infrastrukturanlagen geht mit hohen Investitionen einher. Um die finale Investitionsentscheidung für die Errichtung der LNG-Anlage treffen zu können, benötigen die Antragstellerin und ihre Kreditgeber ein gewisses Maß an Sicherheit hinsichtlich der zukünftigen Erlöse. Dieses Ziel kann dadurch erreicht werden, indem die Erstbuchenden langfristig Kapazitäten buchen. Wie bei der Vorgabe der Mindestbuchungshöhe, ist jedoch auch hier zu berücksichtigen, dass eine zu hoch angesetzte Mindestbuchungsdauer ein unzulässiges Zugangshindernis darstellen kann. Potenzielle Kunden mit einem kürzeren Planungshorizont könnten abgeschreckt werden. Dies würde das mit Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG verfolgte und in § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG verankerte Ziel, einen möglichst diskriminierungsfreien Drittzugang zu der Infrastruktur sicherzustellen, beeinträchtigen.

320 Die Beschlusskammer hält eine Mindestbuchungsdauer in Höhe von höchstens 10 Jahren für angemessen, um auf der einen Seite dem Interesse der Antragstellerin nach Planungssicherheit gerecht zu werden. Auf der anderen Seite wird auch Kunden mit dem Wunsch nach kürzeren Buchungsdauern der Zugang zur LNG-Anlage ermöglicht. Potentielle Zugangsbarrieren werden so geringgehalten. Die Antragstellerin kann zudem durchaus Verträge mit längerer Laufzeit vereinbaren, wenn Kunden dazu bereit sind. Damit wird auch dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit Rechnung getragen, indem die Vorgabe nicht über das zur Gewährleistung niedriger Zugangsbarrieren auf der einen Seite, aber auch der Ermöglichung der Investition auf der anderen Seite, erforderliche Maß hinausgeht.

321 (5) Buchungsjahr

Die Bestimmung, dass das Buchungsjahr identisch mit dem Kalenderjahr ist (Tenor zu 4. a) (5)), sorgt bei allen Beteiligten für ein einheitliches Verständnis. Die Klarstellung ist erforderlich, um allen Marktakteuren zu verdeutlichen, dass hier beispielsweise im Vergleich zum Fernleitungsbe- reich eine abweichende Regelung getroffen wird (im Fernleitungsbereich ist das Gaswirtschafts- jahr das maßgebliche Buchungsjahr). Entsprechend dem Hinweis der Antragstellerin in ihrem Schreiben vom 04.10.2022 möchte die Beschlusskammer ergänzend erläutern, dass diese Rege- lung einem unterjährigen Buchungs- bzw. Laufzeitbeginn für Kapazitätsprodukte nicht entgegen- steht.

322 b) Langfristige Erstvergabe der Kapazitäten (Tenor zu 4. b))

Tenor zu 4. b) enthält Mindestvorgaben für ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren zur erstmaligen Vergabe von Kapazitäten auf der Basis langfristiger Verträge.

Im Einzelnen:

- 323 (1) Mindestzeitraum in Höhe von 10 Werktagen für gleichrangige Interessenbekundungen an der Kontrahierung von Kapazitäten

Tenor zu 4. b) (1) regelt, dass alle Interessenbekundungen für die erstmalige Vergabe von Kapazitäten auf Basis langfristiger Kapazitätsverträge innerhalb eines Buchungszeitraums von 10 Werktagen gleichrangig zu behandeln sind. Das beinhaltet auch solche potenziellen Nutzer, die bisher noch gar nicht an Vorvertragsverhandlungen teilgenommen haben. Diese Regelung sichert die Chancengleichheit aller potenziellen Nutzer, wie sie im Rahmen des Interessenbekundungsverfahrens nach Art. 36 Abs. 3 UAbs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG vorausgesetzt wird. Um zu verhindern, dass einzelne potenzielle Nutzer ihren aufgrund unterschiedlich weit gediehener Vorvertragsverhandlungen erlangten Informationsvorsprung bei der langfristigen Erstvergabe der Kapazitäten ausspielen können, wird ein Buchungszeitraum in Höhe von mindestens 10 Werktagen festgesetzt. In diesem Buchungszeitraum gelten alle Buchungsanfragen als gleichzeitig eingegangen. Der Beginn der Erstvergabe ist mit mindestens 10 Werktagen Vorlauf unter Hinweis auf die Registrierungspflicht bekannt zu geben. Den registrierten Kunden sind vor Beginn des Buchungszeitraums sämtliche Vergaberegeln zur Verfügung zu stellen. Damit wird allen potentiellen Nutzern, unabhängig davon, ob sie bereits in Vorverhandlungen mit der Antragstellerin eingetreten sind, eine angemessene Zeit zur Vorbereitung und zum Stellen der Buchungsanfrage eingeräumt. Die Regelung dient letztlich der Verbesserung des Wettbewerbs (Art. 36 Abs. 1 Buchstaben a) und e) der Richtlinie 2009/73/EG) und der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG), indem möglichst vielen Marktteilnehmern die gleiche Möglichkeit zum Markteintritt eingeräumt wird. Da 90% der Gesamtkapazität der LNG-Anlage auf der Basis langfristiger Kapazitätsverträge vergeben werden können, spielt die Einhaltung des Grundsatzes der Nichtdiskriminierung gerade im Rahmen der langfristigen Erstvergabe eine große Rolle. Das Buchungszeitfenster ist auch angemessen. Eine ungerechtfertigt lange Verzögerung des Verfahrens zur erstmaligen Kapazitätsvergabe ist hierdurch nicht zu befürchten.

- 324 (2) Regelungen für den Fall einer Übernachtfrage

- 325 Tenor zu 4. b) (2) macht Vorgaben für ein diskriminierungsfreies Verfahren bei Übernachtfragen. Dem liegen folgende Erwägungen zu Grunde. Im Rahmen eines einheitlichen Buchungszeitraums besteht die Möglichkeit des Auftretens von Übernachtfragen. Es muss deshalb bestimmt werden, wie eventuelle Übernachtfragen aufzulösen sind. Das Verfahren zur Auflösung von Übernachtfragen sollte dabei nicht die Ziele beeinträchtigen, die mit der Bestimmung des einheitlichen Buchungszeitraums verbunden sind. Maßgeblich für die Bestimmung des einheitlichen Buchungszeitraums ist, dass möglichst viele potenzielle Nutzer gleichrangig und damit weitestgehend unabhängig von ihrem bisher erlangten Informationsstand im Vergabeverfahren zum Zuge kommen.

Damit wird ein diskriminierungsfreier Zugang (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 Richtlinie 2009/73/EG) zu der LNG-Anlage auch im Hinblick auf die langfristig zu vergebenden Kapazitäten gewahrt. Möglichst niedrige Marktzutrittsbarrieren dienen letztlich der Verbesserung des Wettbewerbs (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG). Die Bestimmung einer ratierlichen Zuweisung der vorhandenen Kapazität im Falle einer Übernachtfrage dient den genannten Zielen, da hier möglichst viele potentielle Nutzer diskriminierungsfrei und gleichmäßig berücksichtigt werden. Jeder Nutzer muss gleichrangig auf den identischen prozentualen Anteil an seiner ursprünglich gewünschten Kapazität verzichten. Die Beschlusskammer hat zudem bestimmt, dass die Zuweisung unter Berücksichtigung der jeweiligen Buchungsdauer und des Buchungsvolumens der Buchenden vorgenommen werden darf. Bei der Zuweisung dürfen Buchungsanfragen über einen längeren Buchungszeitraum und ein größeres Buchungsvolumen (größere Anzahl an Slots) vorrangig berücksichtigt werden. Diese Regelung ist geeignet, um zum einen eine – auch im Interesse der Versorgungssicherheit von Deutschland und der Europäischen Union liegende – positive Investitionsentscheidung zu ermöglichen und zum anderen ein diskriminierungsfreies Verfahren für den Fall von Übernachtfragen zu regeln, das keine übermäßigen Marktzutrittsbarrieren aufstellt. An der Anwendung des pro rata-Grundsatzes als Ausgangspunkt bei der Zuteilung der langfristigen Kapazitäten hält die Beschlusskammer weiterhin fest. Nach Auffassung der Beschlusskammer ist die ratierliche Zuweisung ein besonders wichtiger Bestandteil der Regeln und Mechanismen des Kapazitätsmanagements und der Kapazitätszuweisung, da somit auch niedrigere Gebote Berücksichtigung finden und nicht von vornherein ausgeschlossen sind. Dadurch werden die Zugangsbarrieren nicht zu hoch angesetzt und der Wettbewerb verbessert.

326 (3) Basistarif, Preisaufschläge und Rabattierungen in Abhängigkeit der Buchungsdauer

Tenor zu 4. b) (3) ermöglicht, dass der bei der Erstvergabe angewendete Basistarif sich auf eine Laufzeit der Buchung von 20 Jahren bezieht. Preisaufschläge und Rabattierungen dürfen höchstens 10% bezogen auf den Basistarif betragen. Aus Gründen der Transparenz sind diese Preisaufschläge und Rabattierungen allen potentiellen Nutzern vor der Erstvergabe bekanntzumachen.

327 Diese Regelungen ermöglichen der Antragstellerin bei der Erstvergabe von Kapazitäten auf den Basistarif in Abhängigkeit von der Buchungsdauer Preisaufschläge für kürzere sowie Rabattierungen für längerfristige Laufzeiten. Durch tarifliche Abstufungen in Abhängigkeit von der Buchungsdauer wird neben dem Erfordernis insgesamt ausreichender Kapitalrückflüsse auf die Investition auch die Umlage der Betriebskosten des Terminals über die jeweilige Laufzeit hinaus bis zum Ende der längsten kontrahierten Laufzeit berücksichtigt.

328 Da jedoch sowohl das Interesse der Antragstellerin nach Planungssicherheit beim Treffen der Investitionsentscheidung als auch die Sicherstellung des Zugangs von Kunden mit dem Wunsch

nach kürzeren Buchungszeiträumen zu berücksichtigen sind, sind diese Preisaufschläge und Rabatte bezogen auf den Basistarif, der sich auf eine Laufzeit von 20 Jahren bezieht, nachvollziehbar und diskriminierungsfrei auszugestalten.

329 c) Langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten (Tenor zu 4. c))

Tenor zu 4. c) gibt den Mindestinhalt an Regeln vor, die für das Verfahren zur Vergabe von Kapazitäten auf Basis langfristiger Verträge, die im Rahmen der Erstvergabe nicht vermarktet wurden, zur Gewährleistung der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit gelten. Die Beschlusskammer hat sich hierbei im Rahmen ihrer Erwägungen auf einen Mindestgehalt beschränkt, der den transparenten und diskriminierungsfreien Zugang zu den langfristig zu vergebenden Kapazitäten sicherstellt. Weitergehende Regelungen zum Zuweisungsmechanismus waren nicht zwingend erforderlich, werden durch die Mindestregeln aber auch nicht ausgeschlossen.

330 (1) Bestimmung des maximalen Preisaufschlags gegenüber der Erstvergabe

Die Beschlusskammer erachtet Preisaufschläge im Rahmen weiterer Kapazitätsvergaben nach der Erstvergabe, wie von der Antragstellerin geplant, grundsätzlich als zulässig. Tenor zu 4. c) (1) deckelt einen möglichen Preisaufschlag bei der langfristigen Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten auf maximal 10% des bei der Erstvergabe angewendeten Tarifs. Dem liegen folgende Erwägungen zugrunde.

331 Nach Auffassung der Beschlusskammer ist ein Preisaufschlag von 10% auf den zu dem Zeitpunkt aktuellen Vertragspreis der initial allokierten Kapazitäten angemessen. Er ist geeignet, die Vermarktungschancen zum Zeitpunkt der Erstvergabe zu erhöhen. Damit wächst zugleich die Wahrscheinlichkeit, dass die Investition tatsächlich realisiert wird. Dies ist positiv zu bewerten, da die Erschließung neuer Gasquellen sich sowohl förderlich auf den Wettbewerb, als auch die Versorgungssicherheit auswirken kann (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG). Insbesondere können LNG-Anlagen aufgrund der aktuellen Situation einen maßgeblichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten, indem sie den Import zusätzlicher Mengen bei Wegfall russischer Gasimporte ermöglichen. Andererseits ist der maximale Preisaufschlag gering genug, um potentielle Nutzer der noch freien Kapazität nicht unangemessen zu benachteiligen (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG). Es ist daher nicht von einem unangemessenen Zugangshindernis auszugehen. Gestützt wird die Auffassung der Beschlusskammer auch durch den Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az.: C(2021) 3814 Rn. 99) zur Ausnahmeentscheidung der Beschlusskammer für das LNG-Terminal Brunsbüttel, welche Tarifierhöhungen nach der ersten Auktionsrunde auf 10% des Basistarifs begrenzt sieht. Die Begrenzung verhindere eine nachteilige Auswirkung der Ausnahme auf den Wettbewerb.

332 (2) Keine Vorgaben zum Zuweisungsmechanismus

Mit der Bestimmung der Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung gem. Tenor zu 4. c) (2) zielt die Beschlusskammer darauf ab, einen diskriminierungsfreien Erstzugang sowie dauerhaft einen sicheren sowie sinnvoll nutzbaren und ebenfalls diskriminierungsfreien Drittzugang zu gewährleisten (Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Bestimmungen zur Erstvergabe sowie zu den Vorgaben zum Engpassmechanismus sind aus Sicht der Beschlusskammer ausreichend, um diese Ziele zu erreichen, so dass es keiner weiteren Vorgaben bezüglich der langfristigen Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten bedarf. Die Antragstellerin ist damit frei in der Wahl des für diese Kapazitäten anzuwendenden Zuweisungsmechanismus, soweit dieser die allgemeinen Anforderungen an Diskriminierungsfreiheit und Transparenz erfüllt. Aus Sicht der Beschlusskammer trifft dies z. B. auf ein First-Come-First-Serve (FCFS) Verfahren ebenso zu, wie auf die Vergabe mittels einer Auktion.

3.8.4.2 Reservierungsquote (Tenor zu 5.)

- 333 Tenor zu 5. verpflichtet die Antragstellerin eine Reservierungsquote in Höhe von mindestens 10% der Jahresdurchsatzkapazität für eine kurzfristige Vergabe von Kapazitäten zurückzuhalten. Dies entspricht nach dem Vortrag der Antragstellerin 0,45 Mrd. m³ für Kapazitäten mit Laufzeitbeginn zum 01.12.2022 (Phase I), 0,7 Mrd. m³ für Kapazitäten mit Laufzeitbeginn zum 01.12.2023 (Phase II) und 0,2 Mrd. m³ für Kapazitäten mit Laufzeitbeginn zum 01.10.2024 (Phase II).
- 334 Mit ihrem Schreiben vom 04.10.2022 weist die Antragstellerin darauf hin, dass es ihr möglich ist, auch mehr als 10% der Jahresdurchsatzkapazität kurzfristig zu vergeben. Daher sei an dieser Stelle klarstellend darauf hingewiesen, dass die Reservierungsquote in Höhe von 10% eine Mindestvorgabe darstellt. Von einer Pflicht, Kapazitäten langfristig zu vermarkten, hat die Beschlusskammer bewusst abgesehen, um eine darüber hinausgehende Vermarktung auf kurzfristiger Basis nicht zu verhindern.
- 335 Die Beschlusskammer hat sich im Rahmen ihrer Ermessenausübung für eine solche Vorgabe entschieden. Die Vorgabe gewährleistet einen dauerhaft gesicherten Zugang zu der LNG-Anlage auf kurzfristiger Basis für potentielle neue Marktteilnehmer. Sie verhindert damit eine Abschottung der neuen LNG-Infrastruktur durch langfristige Kapazitätsverträge über den langen Geltungszeitraum einer etwaigen Ausnahmegenehmigung. Gleichzeitig ist die Höhe der Quote so gewählt, dass keine unüberwindbaren Investitionshemmnisse aufgebaut werden und das Interesse der Antragstellerin und ihrer Kreditgeber an planbaren Kapitalrückflüssen aufgrund langfristiger Kapazitätsverträge angemessen berücksichtigt ist. Die Vorgabe war zudem auch aus Gleichbehandlungsgesichtspunkten aufzuerlegen, da sie in der Entscheidung für die LNG-Anlage Brunsbüttel (Beschluss vom 21.06.2021, BK7-18-063-final) wie auch in dem Ausnahmeverfahren für die LNG-

Anlage Stade (Beschluss vom 19.09.2022, BK7-20-107-final) ebenfalls enthalten ist. Aus Gleichbehandlungsgesichtspunkten war es geboten insofern vergleichbare Nutzungsbedingungen für ausgenommene LNG-Anlagen zu schaffen.

336 Für die kurzfristige Vergabe der mittels Reservierungsquote vorgehaltenen Kapazitäten gelten mindestens die folgenden Vorgaben (Tenor zu 5. a) bis o)).

337 (1) Zweck der Reservierungsquote

Die Antragstellerin plant nach ihren Angaben, sämtliche Kapazitäten in langfristigen Verträgen zu vergeben. Die von der Beschlusskammer bestimmte Reservierungsquote in Höhe von mindestens 10% der Gesamtkapazität und die Vorgaben für die Vergabe der kurzfristigen zurückgehaltenen Kapazitäten dienen nach den Vorgaben des § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG und § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Erstzugangs sowie eines dauerhaft wirksamen und diskriminierungsfreien Drittzugangs.

338 (2) Bedingungen für einen diskriminierungsfreien Zugang (Art. 36 Abs. 3 UAbs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG)

Die Antragstellerin ist zunächst nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG dazu verpflichtet, den Betrieb der LNG-Anlage diskriminierungsfrei zu gestalten. Nach § 28a Abs. 1 und Abs. 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG soll durch die Investition in die neue Infrastruktur der Wettbewerb und die Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung verbessert werden (§ 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG). Ferner darf die Ausnahmegenehmigung nicht zu einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs, des Erdgasbinnenmarktes oder des regulierten Netzes bzw. der betroffenen regulierten Netze und der Erdgasversorgungssicherheit führen (§ 28a Abs. 1 Nr. 5 EnWG). Um diese Ziele zu erreichen, sind die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätsvergabe wesentlich. Ausnahmen vom geltenden Netzzugangsregime dürfen entsprechend des Zwecks der Ausnahmegenehmigung des § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG nur soweit erteilt werden wie es für die Ermöglichung der Investition erforderlich ist. Dementsprechend sieht Art. 36 Abs. 3 UAbs. 6 der Richtlinie vor, dass die Regulierungsbehörde diese Regeln vorab als Zwischenschritt vor der endgültigen Vergabe festlegen muss. Als Mindestinhalt der Regelungen zum Engpassmanagement sieht die Richtlinie das Recht der Nutzer zur Sekundärvermarktung und ein Verfahren zur Vermarktung ungenutzter Kapazitäten auf dem Markt (UIOLI-Verfahren) vor. Nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG kann die Regulierungsbehörde weitergehende Bedingungen zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der neuen Infrastruktur treffen.

339 (3) Reservierungsquote als geeignetes Mittel zur Gewährleistung eines dauerhaften Zugangs

Die Reservierungsquote in Höhe von 10% der Gesamtkapazität ist geeignet, einen dauerhaften Drittzugang zu der LNG-Anlage zu gewährleisten. Auf der Grundlage der von der Beschlusskammer vorgegebenen Vergaberegeln werden 10% der Gesamtkapazität auf kurzfristiger Basis (year ahead oder unterjährig) vermarktet. Angesichts des bereits skizzierten Trends im LNG-Spotmarkt zu einer gesteigerten Nachfrage an Kurzfristprodukten in Europa (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 22f., 39 und 95) kann ein solches Kurzfristprodukt für potentielle Gashändler mit entsprechender Ausrichtung attraktiv sein.

- 340 Die Reservierungsquote trägt zudem zur Diversifizierung bei. Einseitige neue Abhängigkeiten von einigen wenigen LNG-Importeuren oder Importländern gilt es zu verringern. Anderenfalls bliebe die Infrastruktur die nächsten 15 bis 20 Jahre nur einzelnen LNG-Importeuren auf der Basis langfristiger Kapazitätsverträge zur exklusiven Nutzung vorbehalten.

- 341 (4) Erforderlichkeit der Reservierungsquote zur Gewährleistung eines dauerhaften Zugangs

Die durch Tenor zu 5. vorgegebene Reservierungsquote ist nach Ansicht der Beschlusskammer auch erforderlich, um die Ausnahme vom geltenden Netzzugangsregime auf das zur Investitionsermöglichung erforderliche Maß zu beschränken und im Sinne der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit (§ 28a Abs.1 Nr. 1 EnWG) einen dauerhaften wirksamen und diskriminierungsfreien Drittzugang über den langjährigen Genehmigungszeitraum sicherzustellen. Weniger belastende, aber gleich effektive Maßnahmen sind nicht ersichtlich.

- 342 (5) Sekundärvermarktung und UIOLI-Verfahren nicht gleich wirksame Mittel zur Gewährleistung eines dauerhaften Zugangs

Aus Sicht der Beschlusskammer reichen die beiden durch Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 Richtlinie 2009/73/EG vorgeschriebenen Engpassmechanismen, die Sekundärvermarktung und das UIOLI-Verfahren für sich genommen nicht aus, neuen Marktteilnehmern, welche nicht bei der Erstvergabe Kapazitäten gebucht haben, effektiven Zugang zur LNG-Anlage zu gewähren.

- 343 Das UIOLI-Verfahren bietet zum einen ebenso wie das Recht zur Sekundärvermarktung keine sicheren kurzfristigen Kapazitäten. Denn das mögliche Angebot liegt in der Hand der Primärkapazitätseinhaber.

- 344 Darüber hinaus generiert das UIOLI-Verfahren gegebenenfalls nur eine mit einer sehr knappen Vorlaufzeit zur Verfügung stehende Kapazität (kritisch zu dieser Problematik auch: vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 95).

- 345 Die Beschlusskammer hat zur Bestimmung angemessener Vorlaufzeiten in der Kurzfristvermarktung und bei einem UIOLI-Verfahren Auswertungen zu Vorlaufzeiten von Handelsgeschäften auf

dem LNG-Spotmarkt und zum Zeitbedarf der relevanten Schritte des LNG-Transportzyklus durchgeführt. Bei der Analyse des LNG-Transports lag der Fokus auf den zeitintensiven Transporten zwischen Exporthafen und Importhafen. Die Berechnung der Reisezeiten basiert dabei auf Daten und Annahmen der Studie „The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook uncertain“ der University of Oxford (<https://www.oxfordenergy.org/publications/lng-shipping-forecast-costs-rebounding-outlook-uncertain/>) und des Oxford Institute for Energy Studies aus dem März 2018 und auf den Schifffahrtsrouten der Internetplattform <https://sea-distances.org/>. Die Annahmen zu den Vorlaufzeiten von Handelsgeschäften auf dem LNG-Spotmarkt basieren auf verschiedenen Pressemeldungen (vgl. u. a. Reutersmeldung vom 26.02.2019 zu dem Angebot der Bontang LNG für zwei Spot-Cargos mit Lieferung im April und Mai 2019; Reutersmeldung vom 08.05.2019 zu dem Angebot einer Spot-Cargo von Angola LNG in der zweiten Maihälfte 2019 und Reutersmeldung vom 24.05.2019 mit den Angeboten des Tangguh LNG projects in Indonesia für drei Spot-Cargos mit Lieferung im August und September 2019, dem Angebot von Brunei LNG für eine Spot-Cargo mit Lieferung im späten Juni 2019 und dem Angebot der Norway's DEA Norge für eine Spot-Cargo mit Lieferung im Juli 2019). Im Rahmen dieser Auswertungen kommt die Beschlusskammer zu dem Ergebnis, dass Spotgeschäfte in der Regel mit mindestens einem Monat, oft sogar mit mehreren Monaten Vorlauf gehandelt werden. Zudem werden im Rahmen der Handelsgeschäfte auch oft mehrere Spotlieferungen zu verschiedenen Zeitpunkten in den nächsten Monaten angeboten. In Abhängigkeit der vereinbarten Transportmodalitäten sind dazu Vorlaufzeiten für den Charter des LNG-Tankers einzuplanen. Im LNG-Handel wird zwischen zwei verschiedenen Vertragskonstellationen bzgl. des Transportes unterschieden (GIIGNL annual report 2019). Zum einen kann ein Handelskontrakt beinhalten, dass der Käufer das LNG ab der Verflüssigungsanlage übernimmt und für den Transport des LNG zur Empfangsanlage selbst verantwortlich ist („Free-On-Board“ FOB-Vertrag). Zum anderen werden aber auch Handelskontrakte abgeschlossen, bei denen der Verkäufer das LNG in einen vereinbarten Ankunftshafen liefert („Delivered Ex-Ship“ DES-Vertrag). Je nach Lage der Verflüssigungsanlage sind zudem Reisezeiten von 11 (moderner LNG Tanker mit Dual Fuel Diesel Electric Antrieb bei Transport aus Sabine Pass in den USA) bis mehr als 30 Tagen (ältere Antriebstechnik und Transport aus Australien) zu berücksichtigen. Die komplette Abwicklung solcher Spotgeschäfte im Rahmen einer UIOLI-Frist von 30 oder weniger Tagen wird in der Regel nicht möglich sein.

- 346 Darüber hinaus generiert das UIOLI-Verfahren, unabhängig von einer Vorlauffrist von beispielsweise 20 oder auch mehr Tagen vor dem Datum des Entlade-Slots nur eine sehr kurzfristig zur Verfügung stehende Kapazität, die allenfalls zum Umleiten eines bereits geplanten oder sogar eines bereits auf dem Weg nach Europa befindlichen Schiffes zu einem anderen Zielhafen, aber nicht zur kompletten Abwicklung einer Spotlieferung genutzt werden kann.

347 Daher wertet die Beschlusskammer für die Ermöglichung eines wettbewerbsfördernden Drittzugangs zur LNG-Anlage die Reservierungsquote insgesamt als einen zusätzlich notwendigen Mechanismus. Denn nur ein solches Kurzfristprodukt ermöglicht Kunden Kapazitätsbuchungen mit einem Vorlauf von mehreren Monaten bis zu einem Jahr und bietet so die zur Abwicklung einer oder mehrerer Spotlieferungen benötigten Vorlaufzeiten. Zudem steht ein solches Angebot planbar Jahr für Jahr mit zeitlichem Vorlauf zum Beginn des Buchungsjahrs zur Verfügung.

348 Darüber hinaus bleibt festzuhalten, dass das durch die Reservierungsquote generierte Kurzfristprodukt mit seinen gegenüber dem UIOLI-Verfahren erheblich längeren Vorlaufzeiten einen deutlich größeren potentiellen Kundenkreis erreichen kann und ein solches Produkt auch unabhängig von der Entscheidung des Primärkapazitätsinhabers für potentielle Kunden planbar und gesichert zur Verfügung steht. Nur ein solches Kurzfristprodukt bietet daher einen dauerhaften gesicherten und planbaren Drittzugang.

349 (6) Keine Abschottung der Infrastruktur angesichts der Dauer der Ausnahme

Bei der Bestimmung von Bedingungen für einen diskriminierungsfreien Zugang ist nach Art. 36 Abs. 6 UAbs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG die Dauer der Ausnahme zu berücksichtigen. Die Antragstellerin hat einen Zeitraum von 20 Jahren für die Ausnahme beantragt. Der LNG-Markt bleibt gerade auch aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation und auch im Rahmen der Energiewende bzw. Klimaschutzpolitik ein hoch dynamischer, sich rasch und stark entwickelnder Markt, dessen Entwicklung schwer vorhersehbar ist. Festzustellen war vor dem Ukraine-Krieg ein Trend zu steigenden LNG-Importen und einer steigenden Auslastung von LNG-Anlagen in Europa und einer wachsenden Bedeutung von LNG-Importen in Europa (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 19ff.). Dieser Trend dürfte sich aufgrund der aktuellen Bemühungen darum, russische Gasimporte in Deutschland und der Europäischen Union zu ersetzen, noch deutlich verstärken (vgl. IEA, Gas Market Report, Q2-2022, April 2022, S. 6 f. und Barbara König, KfW/IPEX-Bank, Blitz Licht, Kredit Analyse, Maritime Industrie – LNG Tanker, Wie der Russland/Ukraine-Krieg die Aussichten für die LNG-Tankerfahrt verändert, 29.04.2022). Ebenfalls zu beobachten war jedenfalls vor dem Ukraine-Krieg ein wachsender LNG-Spotmarkt und eine verstärkte Nachfrage nach Kurzfristprodukten (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 22f., 39 und 95).

350 Die LNG-Anlage Lubmin eröffnet die Möglichkeit neben dem leitungsgebundenen Gas beispielsweise aus Norwegen, neue direkte Gasquellen für die Versorgung in Deutschland zu erschließen. Zusätzliche Mengen an LNG werden dringend benötigt, um möglichst schnell unabhängig von russischen Gasimporten zu werden. In Deutschland selbst existiert bislang keine unmittelbar an

ein deutsches Fernleitungsnetz angeschlossene LNG-Anlage. Eine Abschottung dieser neuen Infrastruktur für einen kleinen Kreis an Erstbuchenden für einen Zeitraum von 20 Jahren würde daher deren Beitrag zur Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung beeinträchtigen. Auch die Europäische Kommission hat in dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Brunsbüttel in diesem Zusammenhang ausdrücklich auf die Bedeutung der Reservierungsquote zur Verringerung der Abhängigkeit von einzelnen Marktteilnehmern und Ermöglichung eines Zugangs für eine große Zahl an Marktteilnehmern angesichts der langjährigen Genehmigungsdauer hingewiesen (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 58f.). Führt man ausschließlich die beiden Engpassmechanismen Sekundärvermarktung und UIOLI-Verfahren ein, hätte man lediglich nicht planbar zur Verfügung stehende kurzfristige Buchungsmöglichkeiten geschaffen. Ein Engpassmanagement, was sich auf die beiden Instrumente Sekundärvermarktung und UIOLI-Verfahren beschränkte, liefe also angesichts der oben beschriebenen gegenwärtig erkennbaren zeitlichen Gegebenheiten im LNG-Spotmarkt voraussichtlich weitgehend leer.

351 Zur Gewährleistung der durch § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 der Richtlinie 2009/73/EG oben genannten Voraussetzungen und unter Berücksichtigung des restriktiven Ausnahmecharakters des § 28a EnWG, ist es aus den dargelegten Gründen aus Sicht der Beschlusskammer erforderlich, einen weiteren Engpassmechanismus einzuführen. Unter Abwägung der genannten relevanten Gesichtspunkte bedarf es nach Ansicht der Beschlusskammer eines gesicherten und dauerhaften, diskriminierungsfreien Drittzugangs während des gesamten Ausnahmezeitraums zumindest für einen Teil der Kapazitäten, um eine wettbewerbsabträgliche Abschottung der LNG-Anlage Lubmin über die Dauer der langjährigen Ausnahme zu verhindern. Ein solcher Engpassmechanismus muss nach Ansicht der Beschlusskammer dritten Marktteilnehmern gesichert eine Buchung von Kapazitäten für das kommende Buchungsjahr (year ahead) ermöglichen.

352 (8) Vergleichbare Regelungen für Betreiber und Nutzer von Importleitungen und anderen LNG-Anlagen

Die von der Beschlusskammer vorgegebene Reservierungsquote stellt die Antragstellerin bzw. deren Kunden zudem nicht schlechter, als Betreiber oder Netznutzer von Leitungen, welche z.B. den Import von Gas aus Norwegen oder Russland ermöglichen. Im Leitungsbereich ist eine langfristige Vermarktung von Kapazitäten lediglich für 15 Jahre (gemäß Art. 11 Abs. 3 Netzkodex Kapazitätszuweisung, VO (EU) 2017/459) und nicht wie in der vorliegenden Ausnahme gewährt für 20 Jahre in die Zukunft möglich. Darüber hinaus sind an jedem Kopplungspunkt 20% der technischen Kapazität zurückzuhalten und gem. Art. 8 Abs. 7 Netzkodex Kapazitätszuweisung (VO (EU) 2017/459) anzubieten (vgl. Tenor zu 4. der Festlegung vom 14.08.2015, BK7-15-001 – KARLA Gas 1.1): Danach werden mindestens 10% frühestens in der Jahresauktion auf langfristiger Basis angeboten, die während des fünften Gasjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres

stattfindet (vgl. Art. 8 Abs. 7 a) VO (EU) 2017/459). Die anderen 10% werden auf jährlicher Basis frühestens in der Quartalsauktion angeboten, die vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet (vgl. Art. 8 Abs. 7 b) VO (EU) 2017/459). Somit sind auch im Leitungsbereich 10% der Kapazität dauerhaft für eine kurzfristige (unterjährige) Vergabe zu reservieren (vgl. Art. 8 Abs. 7b) VO (EU) 2017/459). Dies gilt nach der o.g. Festlegung auch für neu zu schaffende Kapazitäten.

353 Nicht zuletzt ist die Vorgabe einer Reservierungsquote in Höhe von 10% auch aus Gleichbehandlungsgesichtspunkten geboten, da eine entsprechende Regelung in der Entscheidung für die LNG-Anlage Brunsbüttel (Beschluss vom 21.06.2021, BK7-18-063-final) wie auch in dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Stade (Beschluss vom 19.09.2022, BK7-20-107-final) enthalten ist. Insofern gebietet es der Grundsatz der Gleichbehandlung vergleichbare Nutzungsbedingungen für ausgenommene LNG-Anlagen zu schaffen.

354 (9) Höhe der Reservierungsquote

Die Höhe der Reservierungsquote von mindestens 10% der Jahresdurchsatzkapazität orientiert sich also an den allgemeinen Vorgaben für die Vergabe der kurzfristigen Kapazitäten für das kommende Buchungsjahr im Leitungsbereich (vgl. Art. 8 Abs. 7 und 8 Netzkodex Kapazitätszuweisung, VO (EU) 2017/459). In der Vergangenheit konnte zudem beobachtet werden, dass es auch im hier relevanten nordwesteuropäischen Markt LNG-Anlagen gab, die nur 90% der Kapazitäten auf langfristiger Basis vermarktet haben (z.B. Zeebrugge und Fos Caveau mit jeweils 90% und Gate mit 92%, vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 40f.). Darüber hinaus war in der Vergangenheit an den LNG-Anlagen in Spanien und Italien ein deutlich höherer Anteil an kurzfristiger Vermarktung bzw. sogar eine vollständige Vermarktung auf kurzfristiger Basis zu beobachten (vgl. Trinomics/REKK/enquidity: Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, Studie im Auftrag der Kommission, Mai 2020, S. 40f.). Die Höhe der kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten von 10% der Gesamtkapazität erscheint ausreichend und geeignet, um einen positiven Beitrag zur Wettbewerbsförderung an der LNG-Anlage zu generieren und gleichzeitig kein übermäßiges Investitionshindernis aufzustellen.

355 (10) Reservierungsquote als Ergebnis einer Abwägung der widerstreitenden Interessen

Die in Tenor zu 5. a) bis o) bestimmte Ausgestaltung der Reservierungsquote und die Vorgaben zur kurzfristigen Vermarktung der zurückgehaltenen Kapazitäten sollen die berechtigten Interessen der Antragstellerin an den erforderlichen Investitionsbedingungen und der technischen und operativen Durchführbarkeit und das öffentliche Interesse an der möglichst schnellen Verwirklichung des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur in Deutschland zur Sicherung der Versorgungssicher-

heit so weit wie möglich berücksichtigen und gleichzeitig einen dauerhaften und möglichst effektiven Drittzugang zur LNG-Anlage gewährleisten. Sie sind geeignet, erforderlich und angemessen, um diese Ziele zu erreichen.

- 356 Darüber hinaus steht es der Antragstellerin frei, ob sie zusätzlich weitere, noch nicht vergebene Kapazitäten in diesem Rahmen anbieten möchte. Durch die Formulierung „mindestens“ in Tenor zu 5. wird klargestellt, dass es der Antragstellerin freisteht, weiterführende Regelungen zu treffen, soweit diese die in der Freistellungsentscheidung bestimmten Vorgaben unberührt lassen.

Im Einzelnen:

- 357 a) Registrierung (Tenor zu 5. a))

Tenor zu 5. a) sieht vor, dass potentielle Kunden sich vor der Teilnahme an der Vergabe der kurzfristigen Kapazitäten bei der Antragstellerin registrieren lassen müssen. Aufgrund des nachvollziehbaren Sicherheitsbedürfnisses der Antragstellerin und der Ermöglichung einer reibungslosen Abwicklung der Geschäftsprozesse und des Betriebsablaufs, gilt die Pflicht zur Registrierung für jeden Erwerber von Kapazitäten, ob bei der erstmaligen Erstvergabe oder der Vergabe von noch freien Kapazitäten nach der Erstvergabe. Da die kurzfristige Vermarktung jährlich stattfindet und mit einem Vorlauf von vier Wochen öffentlich bekannt zu geben ist (siehe Tenor zu 5. f)) stellt die Pflicht zur Registrierung auch keine unangemessene Zugangsbarriere auf.

- 358 b) Kurzfristige Vergabe der Kapazitäten in Form von Slots (Tenor zu 5. b))

Mit der Vorgabe nach Tenor zu 5. b) wird durch die Beschlusskammer festgelegt, dass die kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten in Form von Slots zu vermarkten sind. Dies erscheint sowohl für die Antragstellerin operativ durchführbar, als auch für potentielle LNG-Anlagennutzer als ein geeignetes Produkt.

- 359 Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die operative Umsetzung einer kurzfristigen Vermarktung von Kapazitäten in Form von Slots einen verhältnismäßigen Aufwand darstellt. Durch die kurzfristig zu vergebenden Slots sollen weitere potenzielle Nutzer die Möglichkeit erhalten, in regelmäßigen Abständen unterjährigen Zugang zum Terminal zu erhalten. Insofern wird bestimmt, dass die Slots möglichst gleichmäßig über das Buchungsjahr verteilt sein müssen.

- 360 c) Mindestlöschmenge von mindestens 138.000 m³ LNG pro Slot (Tenor zu 5. c))

Die Beschlusskammer sieht bei der Bestimmung der Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung die Gewährleistung eines dauerhaft sicheren sowie sinnvoll nutzbaren und diskriminierungsfreien Drittzugangs als notwendig an (siehe hierzu Abschnitt 3.8.4). Damit diese Vorgabe nicht leerläuft und ein wirtschaftlich sinnvolles und nutzbares Produkt generiert werden kann, muss aus Sicht der Beschlusskammer auch eine feste Mindestmenge an LNG bestimmt werden, die pro Slot gelöscht werden können muss.

- 361 Auf Basis einer Auswertung der prognostizierten Schiffsgrößen durch die Beschlusskammer sprechen niedrige Marktzutrittsbarrieren im Hinblick auf die Attraktivität möglicher Kurzfristprodukte eher für Slots von [REDACTED] LNG und mehr. Denn wenn ein Slot für eine Kurzfristvermarktung im besten Fall das Löschen eines durchschnittlichen LNG-Tankers mit einer Kapazität von rund [REDACTED] ermöglicht, erhalten auch unter Berücksichtigung der Dauer der Ausnahme und des Trends zu größeren Schiffsgrößen eine möglichst große Anzahl an potentiellen Kunden Zugang zu den Kurzfristprodukten. Dadurch wird es wahrscheinlicher, dass ein solches Produkt auch nachgefragt wird.
- 362 Demgegenüber wird auf Basis der Information der Antragstellerin, dass das FSRU 1 „Neptune“ über ein Gesamtspeichervermögen von [REDACTED] verfügt, festgelegt, dass jeder Slot dem Slot-Inhaber das Löschen von mindestens 138.000 m³ LNG ermöglichen soll. Der in Höhe von mindestens 138.000 m³ LNG bestimmte Wert berücksichtigt somit die individuellen technischen und operativen Gegebenheiten der LNG-Anlage „Deutsche Ostsee“ in Lubmin.
- 363 Da es sich um eine Mindestvorgabe handelt, ist es der Antragstellerin freigestellt, auch Slots mit einer Löschmenge größer als 138.000 m³ anzubieten. Eine darüber hinausgehende Löschmenge in der Größenordnung von ca. [REDACTED] LNG ist – soweit technisch möglich – in Phase II anzubieten.
- 364 d) Mindestanzahl an Slots (Tenor zu 5. d))
- Die Anzahl der jährlich anzubietenden Slots im Rahmen der kurzfristigen Kapazitätsvergabe wird auf in Phase I auf mindestens 5 Slots pro Jahr und in Phase II auf mindestens 12 Slots pro Jahr festgelegt. Dabei hat die Antragstellerin für jedes Jahr sicherzustellen, dass die Summe der Mindestlöschmenge aller angebotenen Slots immer mindestens 10% der Jahresdurchsatzkapazität in m³ LNG ergibt.
- 365 Bei einer zu vergebenden Kurzfristkapazität in Höhe von 10% der gesamten Jahresdurchsatzkapazität und einer Mindestlöschmenge von 138.000 m³ LNG pro Slot ergeben sich rechnerisch nach Vortrag der Antragstellerin für die kurzfristige Vergabe in Phase I mindestens 5 Slots pro Jahr und in Phase II mindestens 12 Slots pro Jahr.
- 366 Es steht der Antragstellerin insoweit frei, dem Markt z.B. in einem Jahr weniger Slots als in einem anderen Jahr, dafür aber mit größeren Mindestlöschmengen anzubieten. Ebenso kann sie mehr Slots anbieten, wenn sie dabei die Mindestlöschmenge je Slot von 138.000 m³ nicht unterschreitet. Des Weiteren müssen die innerhalb eines Jahres in den Slots angebotenen Mindestlöschmengen nicht identisch sein. Maßgeblich ist hier, dass die Vorgabe der Mindestanzahl von [REDACTED] Slots pro Jahr nicht unterschritten wird. Damit wird dem Interesse der Antragstellerin und ihrer langfristig buchenden Kunden an Flexibilität hinreichend Genüge getan. Auf der anderen Seite sichert die

Vorgabe einer Mindestanzahl an Slots eine möglichst gleichmäßige Verteilung über das Jahr. Damit ist gewährleistet, dass Slots auch in attraktiven Monaten mit stärkerer Nachfrage nach Erdgas liegen. Die Vorgabe dient damit einem wirksamen Drittzugang.

367 e) Zeitpunkt der Vergabe (Tenor zu 5. e))

Tenor zu 5. e) bestimmt den Zeitpunkt, zu dem die Slots vergeben werden müssen. Dieser Zeitpunkt muss mit dem operativen Betriebsablauf der Antragstellerin vereinbar sein. Die Beschlusskammer übernimmt daher den Vorschlag der Antragstellerin, dass die Vergabe der Slots jährlich zu einem zu veröffentlichen und wiederkehrenden Datum erfolgt. Die Bestimmung eines genauen Datums obliegt der Antragstellerin. Dieses Datum ist mit hinreichender Vorlaufzeit dem Markt transparent zu kommunizieren.

368 f) Vergabe per Auktion (Tenor zu 5. f))

Das Zuweisungsverfahren für die kurzfristig zu vergebenden Slots muss im Interesse eines wirksamen Drittzugangs transparent und diskriminierungsfrei ausgestaltet sein. Aus Sicht der Beschlusskammer sind beide Kriterien durch das mehrstufige Verfahren einer Aufpreisauktion erfüllt. Alle Auktionsteilnehmer verfügen zum gleichen Zeitpunkt über identische Informationen bezüglich des zu ersteigernden Slot-Produkts und können sich gleichrangig an der Auktion beteiligen. Alternativ steht es der Antragstellerin offen, ein anderes diskriminierungsfreies und transparentes Auktionsverfahren zu bestimmen. Der Zeitpunkt der öffentlichen Bekanntgabe des Auktionsbeginns 4 Wochen vor Beginn der Auktion wird so bestimmt, damit alle relevanten Marktakteure ausreichend Gelegenheit haben, ihre Teilnahme an der Auktion vorzubereiten und gegebenenfalls notwendige Registrierungsprozess als Terminal-Nutzer bei der Antragstellerin durchzuführen. Der Teilnehmerkreis ist auf registrierte Nutzer beschränkt, welche keine langfristig vermarkteten Produkte besitzen.

369 Weiter wird klargestellt, dass zunächst eine jährliche Vergabe durchgeführt werden muss. Werden Kapazitäten im Rahmen des jährlich durchzuführenden Vergabeverfahrens nicht vergeben, ist für die in den Auktionen gegebenenfalls nicht vergebenen Slots ergänzend die kurzfristige Vergabe über ein weiteres Verfahren zur Vergabe von nicht im Rahmen der Jahresauktion vergebenen zurückgehaltener kurzfristiger Kapazitäten durchzuführen (siehe Begründung zu Tenor zu 5. k)).

370 g) Transparenzanforderungen (Tenor zu 5. g))

Grundsätzlich steht es der Antragstellerin frei, die Slot-Produktbeschreibung so auszugestalten, wie sie es im Hinblick auf eine möglichst erfolgreiche Vermarktung und einer effektiven Fahrweise der LNG-Anlage für sinnvoll erachtet. Damit alle Marktakteure genügend Zeit für die Vorbereitung auf die Auktion haben, ist die Slot-Produktbeschreibung mit einem Vorlauf von mindestens zwei Wochen vor Beginn der Auktion zu veröffentlichen.

- 371 Aus Sicht der Beschlusskammer sind die in Tenor zu 5. g) (1) bis (7) gemachten Vorgaben unerlässlich, damit die potenziellen Nutzer Klarheit über das zu erwerbende Produkt haben und unter den Slots ein Mindestmaß an Vergleichbarkeit gesichert wird.
- 372 Zu den Pflichtangaben gehören das Datum für den Entlade-Slot (Tenor zu 5. g) (1)) und das Ankunftszeitfenster (Tenor zu 5. g) (2)). Anzugeben ist auch die Menge an LNG in m³, die gesichert gelöscht werden kann (Tenor zu 5. g) (3)). Für Mengen, die gegebenenfalls zusätzlich auf unterbrechbarer Basis gelöscht werden können, gilt diese Vorgabe nicht.
- 373 Die Vorgabe für die gesicherte Regasifizierungsleistung (Tenor zu 5. g) (4)) ergibt sich aus Angaben, die seitens der Antragstellerin eingereicht worden sind. So stehen in Phase I mindestens 600.000 kWh/h/a (0,45 Mrd. m³ pro Jahr) und in Phase II mindestens 1.710.000 kWh/h/a (1,35 Mrd. m³ pro Jahr) an Regasifizierungsleistung zur Verfügung. Geringfügige Abweichungen aufgrund technischer Gegebenheiten sind zulässig. Die Vorgabe eines Mindestwertes erlaubt der Antragstellerin, flexibel auch höhere Regasifizierungsleistungen zur Verfügung zu stellen.
- 374 Der Regasifizierungszeitraum der angebotenen Slots beträgt in Phase I mindestens etwa [REDACTED] (Durchsatzkapazität der Regasifizierung bis ca. [REDACTED], Entladekapazität des Terminals entspricht dem Tankvolumen des FSU: ca. [REDACTED]). In Phase II beträgt der Regasifizierungszeitraum mindestens etwa [REDACTED] bzw. [REDACTED] (Durchsatzkapazität der Regasifizierung bis ca. [REDACTED] bzw. [REDACTED] (für beide FSRU), Entladekapazität des Terminals entspricht der Tankvolumen der beiden FSRUs zusammen: ca. [REDACTED]).
- 375 Zu den zwingend anzugebenden Transparenzinformationen gehören des Weiteren der Startpreis für den Slot (Tenor zu 5. g) (6)) unter Berücksichtigung der Vorgaben unter Ziffer h) sowie die einzelnen Preisschritte (Tenor zu 5. g) (7)) unter Berücksichtigung der Vorgaben unter Ziffer i). Diese Transparenzangaben sind erforderlich, um potentiellen Kunden einen wirksamen Drittzugang zu gewährleisten.
- 376 h) Startpreis (Tenor zu 5. h))

Der Startpreis für einen Slot darf einen Maximalwert nicht überschreiten und kann ansonsten von der Antragstellerin in beliebiger Höhe festgesetzt werden. Die Formel zur Berechnung des Maximalstartpreises lautet:

$$\text{max. Startpreis}_{K-\text{Slot}} = \text{Basistarif} \times \frac{\dot{V}_{K-\text{Slot}}}{\dot{V}_{\text{Basistarif}}} \times 1,1$$

Basistarif:

Der höchste Preis für zum Zeitpunkt des Beginns der Auktion von Kurzfristkapazität langfristig kontrahierte Kapazität.

$\dot{V}_{K-Slot}$:

Im Rahmen der Auktion von Kurzfristkapazität zu versteigernde Anlandekapazität.

$\dot{V}_{Basistarif}$:

Die für den Basistarif kontrahierte Standard-Anlandekapazität.

377 Die Formel verdeutlicht, dass bei der Berechnung des Startpreises für einen Slot auf Grundlage des Basistarifs lediglich das LNG-Mengenverhältnis zwischen dem jeweiligen Slot und der dem Basistarif zugrundeliegenden Menge an LNG relevant ist. Analog zu dem Aufschlag gemäß Tenor zu 4. c) (1) darf die Antragstellerin auch hier einen Aufschlag in Höhe von maximal 10% anwenden. Eine Untergrenze für den Startpreis war nicht zu bestimmen. Je niedriger der Startpreis gewählt wird, desto attraktiver ist eine Teilnahme an der Auktion für potenzielle Nutzer. Mit den Vorgaben zur kurzfristigen Vergabe von Kapazitäten verfolgt die Beschlusskammer das Ziel, im Sinne der Wettbewerbsförderung mehreren, insbesondere neuen Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben, für das jeweils kommende Jahr Terminal-Kapazitäten zu erwerben. Insofern ist ein (möglichst) niedriger Startpreis zu begrüßen.

378 i) Regeln bei Übernachtfrage (Tenor zu 5. i))

Tritt der Fall einer Übernachtfrage bei einer Slot-Vermarktung ein, bestimmt Tenor zu 5. i), dass eine weitere Auktionsrunde durchzuführen ist. Der Teilnehmerkreis ist auf diejenigen Teilnehmer begrenzt, die bereits an der unmittelbar vorhergehenden Auktionsrunde teilgenommen haben. Nutzer, die nicht an der Auktion teilgenommen haben oder die bereits bei einer früheren Auktionsrunde für diesen Slot aus der Auktion ausgestiegen sind, erhalten nicht das Recht, erneut in die Auktion einzusteigen. Die Vorgabe in Tenor zu 5. i) stellt außerdem klar, dass die Bestimmung der Höhe des Preisschritts der Antragstellerin obliegt. Die Antragstellerin verfügt über die Informationen, die notwendig sind, um eine geeignete Höhe für den Preisschritt zu ermitteln. Die in Tenor zu 5. i) geregelte Mitteilungspflicht über die Höhe des Preisschritts ist erforderlich, damit die Beschlusskammer ihrer Aufsichtspflicht nachkommen kann. Ein zu hoch gewählter Preisschritt kann den Auktionsverlauf negativ beeinflussen. Hat die Beschlusskammer Anhaltspunkte dafür, dass der gewählte Preisschritt einen negativen Einfluss auf den Auktionsverlauf haben könnte, kann sie gegebenenfalls eine Änderung der Höhe des Preisschritts verlangen. Damit dies vor Beginn der Auktion möglich ist, ist die Beschlusskammer rechtzeitig vor dem Durchführen der Slot-Auktionen von der Antragstellerin über die von der Antragstellerin bestimmte Höhe des Preisschritts zu informieren und diese sind im Vorfeld der Auktion den Beteiligten bekannt zu geben.

379 j) Undersell bei Aufpreisauktion (Tenor zu 5. j))

Tenor zu 5. j) regelt das Verfahren bei einem sogenannten Undersell-Fall im Rahmen der Aufpreisauktion zur Vergabe der kurzfristigen Kapazitäten.

380 Bei einer Auktion kann es zu dem als Undersell (sog. Unternachfrage) bezeichneten Fall kommen, bei dem von einer Auktionsrunde zur nächsten sämtliche Auktionsteilnehmer aussteigen. Nach welchem Verfahren bei einem Undersell die Kapazitäten idealerweise zuzuweisen sind, ist von den Gegebenheiten des Einzelfalls – beispielsweise der Anzahl der Auktionsteilnehmer – abhängig. In Deutschland gibt es noch keine LNG-Anlage. Die Beschlusskammer verfügt insofern noch nicht über LNG-spezifische Erfahrungen mit kurzfristig zu vermarktenden Slots und der hier geschilderten Undersell-Problematik. Letztlich geht die Beschlusskammer davon aus, dass die Antragstellerin aufgrund der Nähe zu den Nutzern in die Lage versetzt wird, ein im Sinne der Maximierung der Vermarktung von Slots geeignetes, diskriminierungsfreies Zuweisungsverfahren für den Fall eines Undersell unter den zuletzt beteiligten Auktionsteilnehmern zu bestimmen. Neben der Diskriminierungsfreiheit erfolgt daher als einzige Vorgabe, dass der Slot unter den Auktionsteilnehmern zu vergeben ist, die sich an der letzten Auktionsrunde vor dem Undersell beteiligt haben. Diese Regelung ist insofern naheliegend, da bereits vorher aus der Auktion ausgeschiedene Teilnehmer kundgetan haben, dass sie zu dem gegenwärtigen Preis (Slot-Preis inklusive des aufgerufenen Preisaufschlags) nicht am Erwerb des Slots interessiert sind. Es ist nicht ersichtlich, warum der Undersell eine Situation auslösen sollte, die diesen Teilnehmern eine Revision ihrer Entscheidung erlauben sollte. Eine weitergehende Vorgabe ist zur Gewährleistung eines effektiven Drittzugangs daher nicht erforderlich.

381 k) Gestaffeltes Vergabeverfahren und unterjährige kurzfristige Vergabe zurückgehaltener Kapazitäten (Tenor zu 5. k))

Die Vergabe von zurückgehaltener Kapazität soll den kurzfristigen Zugang von neuen Marktteilnehmern zur LNG-Anlage gewährleisten. Aus diesem Grund bestimmt die Beschlusskammer, dass der Teilnehmerkreis an den Auktionen zunächst auf registrierte Nutzer beschränkt ist, die noch nicht im Besitz langfristiger Kapazität für das kommende Buchungsjahr sind.

382 Für den Fall, dass in der ersten Vergaberunde per Auktion nicht alle Slots vergeben wurden, muss für diese noch zu vergebenden Slots eine weitere Vergaberunde per Auktion vorgenommen werden. Um in der zweiten Runde die Vermarktungschancen zu maximieren ist der mögliche Teilnehmerkreis auf alle registrierten Nutzer auszudehnen, auch wenn diese bereits im Besitz langfristiger Kapazitäten sind. Die kurzfristige Vermarktung dient in erster Linie einem gesicherten Zugang von potentiellen neuen Kunden für die Dauer einer etwaigen Ausnahmegenehmigung, um den Abschottungseffekten der zum Großteil auf langfristiger Basis vergebenen Gesamtkapazität entgegenzuwirken. Diesem Ziel wird es am besten gerecht, wenn die langfristig Buchenden erst dann zum Zuge kommen, wenn eine (vollständige) Nachfrage durch neue Kunden in einer ersten Runde nicht festgestellt werden konnte.

383 Sollten auch nach der zweiten Vergaberunde per Auktion nicht alle Slots vergeben worden sein, hat die Antragstellerin diese verbliebenen Slots unterjährig nach dem Prinzip First-Come-First-

Serve (FCFS) allen registrierten Nutzern anzubieten. Aus Sicht der Beschlusskammer ist das gegebenenfalls unterjährige Angebot einzelner, verbliebener Slots klarer Bestandteil einer kurzfristigen Vergabe der Kapazitäten.

384 Nach Ansicht der Beschlusskammer trägt die unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten durch ein zusätzliches Angebot an unterjähriger Kapazität zur Förderung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger Beachtung der individuellen technischen und operativen Gegebenheiten der LNG-Anlage Lubmin bei.

385 l) Abweichungen im Verfahren zur unterjährigen Vergabe bei technischen Restriktionen (Tenor zu 5. l))

Tenor zu 5. l) erlaubt für die unterjährige kurzfristige Vergabe der zurückgehaltenen, nicht vermarkteten Kapazitäten Abweichungen bei den Vorgaben zum Slot-Produkt (Tenor 5) c)), um den nachvollziehbaren individuellen technischen Gegebenheiten der LNG-Anlage Lubmin gerecht zu werden. Von dieser Art der Vergabe darf nur im Fall technischer oder operationeller Restriktionen Gebrauch gemacht werden.

386 (1) Der Antragstellerin ist es in Einzelfällen gegebenenfalls technisch nicht möglich, unterjährige Slot-Angebote mit einer festen Mindestlöschmenge pro Slot in Höhe von 138.000 m³ LNG darzustellen. Um diesen technischen Restriktionen und den vertraglichen Bindungen der Antragstellerin gerecht zu werden, erlaubt Tenor zu 5. l) für die unterjährige Vergabe von zurückgehaltenen Slots die feste Mindestlöschmenge an LNG in Einzelfällen geringer anzusetzen. Die Antragstellerin ist jedoch verpflichtet, die gegebenenfalls notwendige Reduktion der festen Mindestlöschmenge so gering wie möglich zu halten.

387 (2) Tenor zu 5. l) bestimmt, dass die Antragstellerin von der Mindest-Regasifizierungsleistung für einen unterjährigen Slot abweichen kann. Es handelt sich hierbei um eine Mindestangabe, wonach es der Antragstellerin freisteht, für unterjährige Slots eine höhere Regasifizierungsleistung anzubieten, sofern dies transparent und diskriminierungsfrei erfolgt.

388 m) Weitere Gebühren und Kosten (Tenor zu 5. m))

Die Beschlusskammer erkennt an, dass mit der im Vergleich zur Erstvergabe als kleinteiliger zu bezeichnenden kurzfristigen Kapazitätsvergabe ein erhöhter Aufwand verbunden ist. Dennoch erachtet es die Beschlusskammer als unzulässig, wenn dies als Begründung zur Inrechnungstellung von weiteren Gebühren oder Kosten (z.B. Handling-Fee) herangezogen würde. Der gemäß Tenor zu 5. h) als zulässig bestimmte Preisaufschlag deckt aus Sicht der Beschlusskammer den Mehraufwand vollständig ab.

389 n) Angebot von Flexibilisierungsinstrumenten (Tenor zu 5. n))

Es steht der Antragstellerin frei Flexibilisierungsinstrumente anzubieten (z.B. Early-Delivery-Mechanismus oder Borrowing & Lending), die eine effiziente und optimale Nutzung des Zwischenspeichers und der Regasifizierungseinheiten ermöglichen. Terminalnutzern ist es damit möglich, sich aktuellen Marktentwicklungen anzupassen. Betreiber einer LNG-Anlage können unter Anwendung solcher Flexibilitätsinstrumente eine effektive Steuerung der LNG-Anlage ermöglichen. Die Anwendung hat transparent und diskriminierungsfrei zu erfolgen. Weitere Vorgaben zur Auswahl und Ausgestaltung der Flexibilisierungsinstrumente werden nicht gemacht.

390 o) Berichte zur unterjährigen Kurzfristvermarktung (Tenor zu 5. o))

Tenor zu 5. o) sieht vor, dass die Antragstellerin, jeweils bis zum 31. März eines Folgejahres unter Angabe der Gründe darüber zu berichten hat, in welchem Umfang Kapazitäten beim Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von Kapazitäten nicht vermarktet wurden. Der Bericht dient der Überwachung der Vorgaben zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe (Tenor zu 5. k) und l)). Diese Vorgaben beruhen auf einer Prognose unter Berücksichtigung der Trends in der kurzfristigen Vermarktung im LNG-Markt. Die Beschlusskammer hat sich aus Verhältnismäßigkeitsgründen unter Berücksichtigung des Prognosecharakters dazu entschieden, die Vorgaben zur unterjährigen kurzfristigen Vermarktung auf ein Minimum zu beschränken. Die Berichtspflicht ermöglicht es der Beschlusskammer zu überwachen, ob zurückgehaltene Kapazitäten tatsächlich unterjährig angeboten werden und ob ein solches Produkt nachgefragt wird. Sollte eine unterjährige Vergabe aufgrund technischer oder operativer Gründe nicht stattfinden, hat die Antragstellerin diese Gründe der Beschlusskammer nach Tenor zu 5. o) mitzuteilen. Um den bürokratischen Aufwand so gering wie möglich zu halten, besteht die Mitteilungspflicht nur in dem Fall, dass eine Vermarktung nicht stattgefunden hat.

3.8.4.3 Sekundärvermarktung (Tenor zu 6.)

391 Tenor zu 6. verpflichtet die Antragstellerin dazu, in ihren Kapazitätsverträgen besondere Regelungen für das Engpassmanagement vorzusehen, wonach mindestens jedem Nutzer das Recht zustehen muss, seine kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln. Diese Bestimmung dient der Umsetzung der Vorgabe des Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG, wonach die Beschlusskammer zur Auflage macht, dass in den Regeln für das Engpassmanagement vorzusehen ist, dass Nutzer der Infrastruktur das Recht haben, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln. Die Formulierung „mindestens“ stellt klar, dass die Antragstellerin weitere Regelungen zum Engpassmanagement aufstellen darf.

392 a) Recht zur Sekundärvermarktung und Registrierung (Tenor zu 6. a))

393 (1) Registrierung

In Tenor zu 4. a) (1) und 5. a) (1) wurde bereits bestimmt, dass potenzielle Nutzer vor dem Erwerb von Kapazität bei der Antragstellerin registriert sein müssen. Diese Vorgabe gilt aufgrund des auch hier gegebenen Sicherungsbedürfnisses der Antragstellerin und im Interesse eines reibungslosen Funktionierens des operativen Betriebs auch für den Bereich der Kapazitätsübertragung im Rahmen der Sekundärvermarktung.

394 (2) Begriff der Übertragung

Der Begriff der Übertragung ist hier weit zu verstehen und umfasst neben der Nutzungsübertragung auch die Nutzungsüberlassung. Möglich ist also die Übertragung für den gesamten Vertragsumfang aber auch die temporäre Überlassung von Kapazitäten und die Übertragung von einzelnen Slots. Demnach können Inhaber von Kapazitäten gebuchte Kapazitäten bzw. Slots ganz oder teilweise auf Dritte übertragen aber auch ganz oder teilweise zur Nutzung überlassen.

395 b) Transparenzverpflichtung (Tenor zu 6. b))

Um Transparenzanforderungen zu genügen, hat der Inhaber der Kapazitäten rechtzeitig vor der Sekundärvermarktung der Antragstellerin Volumen und Zeitpunkt der Sekundärvermarktung anzuzeigen. Die Antragstellerin hat sodann mindestens alle bei ihr registrierten Marktteilnehmer unverzüglich über Umfang und Zeitpunkt einer bevorstehenden Sekundärvermarktung zu informieren.

396 Diese Vorgabe geht letztlich zurück auf die Entscheidung der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az.: C(2021) 3814, Art. 3, Rn. 93f.) im Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Brunsbüttel. Die Europäische Kommission hat diese Vorgabe damit begründet, dass bilaterale Sekundärmarktgeschäfte sehr intransparent seien und damit neuen Marktteilnehmern den Zugang zu solchen Kapazitäten erschweren können. Eine Veröffentlichung der Preise hält die Europäische Kommission im Hinblick auf schützenswerte Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse jedoch für nicht erforderlich. Ausreichend sei nach Auffassung der Europäischen Kommission vielmehr beispielsweise eine Verpflichtung des Kapazitätsinhabers zur rechtzeitigen vorherigen Meldung an die Antragstellerin vor einem Verkauf von Kapazitäten, damit diese die Informationen über Volumen und Zeitpunkt der verfügbaren Sekundärkapazität allen registrierten Marktteilnehmern zu Verfügung stellen könne. Damit sei sichergestellt, dass sich die Ausnahme nicht nachteilig auf den Wettbewerb auswirke.

397 Um eine ausreichende Transparenz in Bezug auf die auf dem Sekundärmarkt verfügbare Kapazität zu gewährleisten, ohne die Freiheit der Marktteilnehmer, Preise und Bedingungen für eine solche Kapazitätsübertragung übermäßig zu beeinträchtigen, sollten also Volumen und Zeitpunkt der auf dem Sekundärmarkt verfügbaren Kapazitäten diskriminierungsfrei zugänglich sein. Die Beschlusskammer erachtet die Ankündigung der Sekundärvermarktung des Kapazitätsinhabers gegenüber der Antragstellerin und der Information mindestens aller registrierten Marktteilnehmer

durch die Antragstellerin zusätzlich für erforderlich, damit die Transparenzanforderungen voll ausgeschöpft werden. Dies gilt auch, um allen Teilnehmern die gleichen Chancen einräumen zu können und einen Informationsvorsprung zu vermeiden. Dies gilt vor allen Dingen für die Fälle, in denen potentielle Kunden noch keine Nachfrage nach Kapazitätsübertragungen auf der Plattform hinterlegt haben. Denn dann besteht die Wahrscheinlichkeit, dass potenzielle Nutzer Angebote verpassen. Dies zu vermeiden ist nur möglich, wenn die Antragstellerin durch den Kapazitätsinhaber die Durchführung angezeigt bekommt und die potentiellen Kunden sichere Kenntnis von der Anwendung bzw. der gewollten Durchführung der Sekundärvermarktung durch den Kapazitätsinhaber erlangen.

398 c) Zustimmung des LNG-Anlagenbetreibers (Tenor zu 6. c))

Der Antragstellerin ist nach Tenor zu 6. c) ein Zustimmungsrecht bei Kapazitätsübertragungen im Rahmen der Sekundärvermarktung einzuräumen. Dabei bedürfen sowohl die Nutzungsübertragung als auch die Nutzungsüberlassung der Zustimmung der Antragstellerin. Ihr obliegt die Festlegung des Jahresdienstleistungsplans und die Koordination von notwendig werdenden Anpassungen im Laufe des Buchungsjahres. Um diese Aufgaben wahrnehmen zu können, ist es unerlässlich, dass die Antragstellerin gesicherte Informationen darüber hat, welcher Nutzer Inhaber von Kapazitäten ist und wie er diese zu nutzen gedenkt. Dies entspricht auch den Ausführungen der Europäischen Kommission in ihrem Beschluss vom 25.05.2021 (Az.: C(2021) 3814, Rn. 88), welche die Genehmigung des Anlagenbetreibers im Rahmen der Sekundärvermarktung für erforderlich erachtet, damit der Terminalbetreiber in der Lage ist, die sich aus der Ausnahme ergebenden Verpflichtungen durchzusetzen.

399 Die Zustimmung ist grundsätzlich zu erteilen. Eine Versagung ist nur zulässig, wenn wichtige Gründe einer Kapazitätsübertragung im Wege stehen. Ein wichtiger Grund liegt insbesondere dann vor, wenn unter Heranziehung objektiver, nicht diskriminierender Kriterien berechnete Zweifel an der finanziellen und/oder technischen Leistungsfähigkeit des übernehmenden Nutzers bestehen.

400 d) Rechte und Pflichten bei Kapazitätsübertragung (Tenor zu 6. d))

Die Regelung in Tenor zu 6. d) stellt klar, dass im Fall einer erfolgreichen Kapazitätsübertragung der neue Kapazitätsinhaber vollständig in Rechte und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag eintritt. Folglich wird der ursprüngliche Kapazitätsinhaber im Rahmen der übertragenen Kapazitäten gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit. Für andere Fälle bzw. sofern eine reine Nutzungsüberlassung stattfindet, kann der Terminalbetreiber abweichende Regelungen treffen.

401 e) Mitteilung zur tatsächlichen Nutzung von Slots (Tenor zu 6. e))

Die Sekundärvermarktung ist vom UIOLI-Verfahren zu differenzieren. Aus den bisherigen Ausführungen der Antragstellerin ist ersichtlich, dass die Sekundärvermarktung zeitlich vor dem UIOLI-Verfahren vorgesehen ist, aber auch dann zum Zuge kommt, wenn das UIOLI-Verfahren nicht angewendet wurde oder nicht erfolgreich war. Die Beschlusskammer erachtet dies als sinnvoll und bestimmt insofern in Tenor zu 6. e) Umstände, die die Anwendungsmöglichkeit der beiden Verfahren voneinander abgrenzt. Bezüglich der Bestimmung der Umstände wird auch auf die Ausführungen zum UIOLI-Verfahren verwiesen (siehe Tenor zu 7.).

- 402 Das Recht der Nutzer, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln, ist bis 5 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots möglich. Spätestens 5 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots hat er Nutzer gegenüber der Antragstellerin mitzuteilen, ob und an welchen Nutzer ein nicht genutzter Slot übertragen wurde.

3.8.4.4 Use-it-or-lose-it-Verfahren (Tenor zu 7.)

- 403 Tenor zu 7. enthält die Verpflichtung der Antragstellerin, in ihren Verträgen über Kapazitäten besondere Regelungen für ein Engpassmanagement vorzusehen, die es nach dem UIOLI-Verfahren gebieten, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten. Die Bestimmung, dass die Antragstellerin verpflichtet wird, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten, dient der Umsetzung der Vorgabe des Art. 36 Abs. 6 UAbs. 3 der Richtlinie 2009/73/EG, wonach die Beschlusskammer zur Auflage macht, dass in den Regeln für das Engpassmanagement vorzusehen ist, dass ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten sind.

- 404 Zu diesem Zweck hat die Antragstellerin mindestens die in Tenor zu 7. a) bis c) vorgesehenen Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren. Der Antragstellerin steht es frei, weitere Regelungen zur Ausgestaltung des Verfahrens zu treffen, soweit sie im Einklang mit den in Tenor zu 7. a) bis c) zwingend vorgegebenen Regelungen und dem Grundsatz der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit stehen.

- 405 a) Mitteilung zur Nicht-Nutzung von Slots und Vorlaufzeit von 21 Tagen und Verhältnis zur Sekundärvermarktung (Tenor zu 7. a))

Tenor zu 7. a) sieht vor, dass das UIOLI-Verfahren anzuwenden ist, wenn der Nutzer bis spätestens 21 Tage vor dem Datum des Entlade-Slots eine Anlandung nicht angekündigt hat oder mitteilt, den gebuchten Slot nicht zu nutzen bzw. keinen anderen Nutzer benennt, an den der Entlade-Slot übertragen wurde.

- 406 Tenor zu 7. a) stellt zudem klar, dass für die Dauer des UIOLI-Verfahrens eine Sekundärvermarktung ausscheidet.

- 407 (1) Keine Ankündigung der Anlandung oder Mitteilung bei Nicht-Nutzung

Das UIOLI-Verfahren sollte so früh wie möglich, spätestens aber an dem Zeitpunkt starten, sobald die Antragstellerin Gewissheit darüber hat, dass ein bestimmter Slot nicht genutzt werden wird bzw. der eigentliche Nutzer keinen anderen registrierten Nutzer benennt, an den der Slot übertragen wurde.

- 408 Insofern kommt das UIOLI-Prinzip zwingend dann zur Anwendung, wenn die Nutzung eines Slots im Rahmen der entsprechenden Vorlauffrist von 21 Tagen nicht angekündigt („nominiert“) wird oder mitgeteilt wird einen bestimmten Slot nicht zu nutzen. Wird hingegen die Anlandung eines Schiffes angekündigt, scheidet die Anwendung des UIOLI-Verfahrens aus und die Antragstellerin geht von der Nutzung des Slots durch den Berechtigten aus.
- 409 Findet das UIOLI-Verfahren Anwendung, dann ist die Sekundärvermarktung ausgeschlossen. Diese oben genannten Umstände zeigen das Exklusivitätsverhältnis zwischen der Sekundärvermarktung und UIOLI auf und führen zu einer klaren Abgrenzung der beiden Instrumente. Sobald UIOLI zur Anwendung kommt, ist das Anbieten der Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt durch den ursprünglichen Kapazitätsinhaber nicht mehr möglich. Es sei denn das UIOLI-Verfahren bleibt erfolglos, dann kann die Sekundärvermarktung wieder durchgeführt werden.
- 410 (2) Registrierung und Bestimmung der Vorlauffrist von 21 Tagen
- Die Vorlauffrist wird auf 21 Tage festgesetzt.
- 411 Bei der Bestimmung der Vorlauffrist hat die Beschlusskammer eine Abwägung der widerstreitenden Interessen vorgenommen. Die Vorgabe berücksichtigt die nachvollziehbaren Interessen der potentiellen Kunden an einer möglichst werthaltigen und flexiblen Nutzung ihres Primärkapazitätsproduktes und der Antragstellerin an dem Abschluss der langfristigen Verträge zur Sicherung der Investition.
- 412 Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine möglichst frühe Bereitstellung der ungenutzten Kapazitäten eine sinnvolle Nutzung durch andere Marktteilnehmer ermöglicht und einem Horten von Kapazitäten wirksam entgegenwirken kann. Vor diesem Hintergrund sollte das UIOLI-Verfahren so früh wie möglich, spätestens aber an dem Zeitpunkt starten, zu dem die Antragstellerin Gewissheit darüber hat, dass ein bestimmter Slot nicht genutzt werden wird. Eine längere Vorlauffrist erhöht somit die Chancen, dass ein neuer Kunde ein solches Produkt auch nachfragen kann.
- 413 Nach den Auswertungen der Beschlusskammer erscheint der Beschlusskammer eine Frist zur Bekanntmachung ungenutzter Kapazitäten im Rahmen des UIOLI-Verfahrens von 21 Tagen vorliegend dennoch als angemessen. Dies entspricht noch den an anderen europäischen LNG-Anlagen üblichen Vorlaufzeiten für ein UIOLI-Verfahren. Mit diesen kurzen Vorlaufzeiten wird in der Regel dem Interesse der Primärkapazitätsinhaber an einer möglichst effizienten Nutzung seiner erworbenen Kapazität Rechnung getragen. Zwar dürfte ein solches Kurzfristprodukt aufgrund der kurzen Vorlaufzeit und langen Reisezeiten von den Verflüssigungsanlagen vermutlich nur selten

nachgefragt werden, etwa wenn ein bereits auf See befindliches Schiff aufgrund attraktiver Preise am Markt zur LNG-Anlage umgeleitet werden kann.

414 Die Beschlusskammer erkennt jedoch an, dass eine längere Vorlauffrist von mehr als 21 Tagen eine langfristige Buchung und somit die Investition in die LNG-Anlage erschweren bzw. verhindern könnte. Die Beschlusskammer hat insoweit auch berücksichtigt, dass durch die Reservierungsquote dauerhaft auf Jahresbasis bzw. unterjährig ein attraktiveres Kurzfristprodukt mit längeren Vorlauffristen zur Verfügung steht. Dadurch wird der Abschottung der LNG-Anlage Lubmin über den gesamten Geltungszeitraum der Ausnahmegenehmigung entgegenwirkt und ein diskriminierungsfreier Drittzugang zu der LNG-Anlage hinreichend gesichert. Aus Verhältnismäßigkeitsgründen erscheint daher vorliegend eine Vorlauffrist von 21 Tagen trotz der aus Kundensicht eingeschränkten Attraktivität eines solchen Kurzfristproduktes angemessen.

415 b) Vermarktung am 20. und 19. Tage vor dem Entlade-Slot und Registrierung (Tenor zu 7. b))

Spätestens 20 Tage vor dem planmäßig eigentlich vorgesehenen Datum des Entlade-Slots, ist dieser durch die Antragstellerin in einem von ihr zu bestimmenden, diskriminierungsfreien und an alle registrierten Nutzer gerichteten Verfahren zu vermarkten, sodass ab dem 19. Tag vor dem Datum des Entlade-Slots, alle registrierten Nutzer eine Buchungsanfrage bezüglich des frei gewordenen Slots stellen können. Frei gewordene Slots werden in einem von der Antragstellerin zu bestimmenden transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren vergeben. Mit dieser Vorgabe soll sichergestellt werden, dass alle potenziellen Nutzer die Gelegenheit bekommen, am Verfahren der Vergabe des nicht genutzten Slots teilzunehmen.

416 Entsprechend der vorangegangenen Regelungen für die langfristige und kurzfristige Vergabe und die Sekundärvermarktung ist auch im Rahmen des UIOLI-Verfahrens die Registrierung der Nutzer bei der Antragstellerin obligatorisch.

417 c) Rechte und Pflichten bei erfolgreicher Vergabe und Rück-Rückgabe (Tenor zu 7. c))

Tenor zu 7. c) regelt ebenso wie im Rahmen der Sekundärvermarktung, dass im Falle einer erfolgreichen Vergabe der frei gewordenen Slots der ursprüngliche Kapazitätsinhaber gegenüber der Antragstellerin von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit ist. Wird die Kapazität innerhalb von drei Tagen nicht vergeben, weist die Antragstellerin die Kapazität an den ursprünglichen Inhaber zurück (Rück-Rückgabe). Die Antragstellerin sieht hierbei eine Ablaufzeit von drei Tagen vor. Diese Vorgabe liegt in dem berechtigten Sicherheitsbedürfnis der Antragstellerin, dem Interesse eines reibungslosen Funktionierens des operativen Betriebs und dem Interesse des Primärkapazitätsinhabers an der durch die Rück-Rückgabe eröffneten Möglichkeit zu einer flexiblen Nutzung der Primärkapazität begründet.

- 418 Die Beschlusskammer folgt den Vorschlägen der Antragstellerin zur Auskehrung gegebenenfalls erzielter Vermarktungserlöse an den ursprünglichen Rechteinhaber. Ebenso folgt sie der Vorgehensweise, dass die Antragstellerin dem ursprünglichen Kapazitätsinhaber eine angemessene Gebühr für die Vermarktung in Rechnung stellen darf. Diesbezüglich behält sich die Beschlusskammer eine Überprüfung vor, sofern sich nach Abschluss des Verfahrens prohibitive Wirkungen durch diese Vorgehensweisen einstellen sollten.
- 419 Die grundsätzliche Rückgabe ungenutzter Kapazitäten unabhängig von der hier genannten Frist begrüßt die Beschlusskammer. Die Möglichkeit bleibt der vertraglichen Ausgestaltung zwischen Antragstellerin und Terminalnutzer vorbehalten, muss aber diskriminierungsfrei und transparent ausgestaltet sein. Für einen gegebenenfalls erzielten Vermarktungserlös, welcher an den ursprünglichen Rechteinhaber ausgekehrt wird, kann eine angemessene Gebühr erhoben werden.

3.8.5. Berichtspflicht (Tenor zu 8.)

- 420 Nach Tenor zu 8. ist die Antragstellerin verpflichtet, die Beschlusskammer unverzüglich über alle Umstände zu unterrichten, die eine Neubewertung der Voraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich machen könnten oder soweit die Einhaltung der Auflagen gemäß Tenor zu 3. bis 7. betroffen sein könnten.
- 421 Die Voraussetzungen für die Freistellung nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG können für die lange Dauer der Geltung der Ausnahme von über 20 Jahren Veränderungen unterliegen. Die Berichtspflicht soll die Beschlusskammer daher in die Lage versetzen, eine gegebenenfalls erforderliche Neubewertung der Ausnahmenvoraussetzungen aufgrund solcher Veränderungen prüfen und beurteilen zu können. Daneben soll die Mitteilungspflicht der Beschlusskammer die Überwachung der Einhaltung der Auflagen durch die Antragstellerin ermöglichen, soweit ihr in Tenor zu 3. bis 7. bestimmte Verhaltenspflichten auferlegt wurden.
- 422 Unter den Begriff „Umstand“ können alle von der Antragstellerin beeinflussbaren, aber auch nicht beeinflussbaren Ereignisse, fallen. Mitzuteilen sind zudem Ereignisse, die in der nahen Zukunft mit hinreichender Wahrscheinlichkeit eintreten oder sich bereits in einem hinreichend konkreten Planungsstadium befinden. Dies wird etwa spätestens dann anzunehmen sein, wenn die Unternehmensleitung eine entsprechende Entscheidung getroffen hat. Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit sind nur solche Umstände mitzuteilen, die eine Neubewertung der Freistellungsvoraussetzungen erforderlich machen könnten oder die die Einhaltung der gemäß Tenor zu 3. bis 7. auferlegten Verhaltenspflichten betreffen. Dabei ist aber zu beachten, dass bereits die Möglichkeit einer solchen Neubewertung ausreicht, um die Mitteilungspflicht auszulösen. Die konkrete Bewertung obliegt dann der Beschlusskammer. Die Mitteilung der Umstände an die Beschlusskammer muss unverzüglich, d.h. ohne schuldhaftes Zögern, erfolgen (§ 121 BGB).

423 Die Europäische Kommission hat in dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Brunsbüttel darauf hingewiesen, dass die Antragstellerin insbesondere im Fall der Gewährung von öffentlichen Fördermitteln zu einer Mitteilung gegenüber der Beschlusskammer verpflichtet ist, da dies ein Umstand ist, in deren Folge die Einhaltung der Genehmigungsvoraussetzung eines eine Ausnahme rechtfertigenden Investitionsrisikos gemäß § 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG bzw. Art. 36 Abs. 1 lit. b) Richtlinie 2009/73/EG betreffen könne und eine Neubewertung des Umfangs und der Dauer der Ausnahmegenehmigung erforderlich machen könne (vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 111). Diese Vorgabe wird durch Tenor zu 8. und 9. der Ausnahmegenehmigung umgesetzt.

3.8.6. Änderung, Ergänzung oder Aufhebung von Nebenbestimmungen oder der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 9.)

424 Die Regelung in Tenor zu 9. erlaubt es der Beschlusskammer, die Nebenbestimmungen in Tenor zu 2. bis 7. ganz oder teilweise aufzuheben, zu ändern oder zu ergänzen, die Ausnahmegenehmigung nachträglich mit weiteren Nebenbestimmungen und Auflagen zu versehen oder zu widerrufen. Die Möglichkeit zur Änderung, Ergänzung oder Aufhebung von Nebenbestimmungen oder der Ausnahmegenehmigung nach Tenor zu 9. besteht in verschiedenen Fällen. Zum einen kommt eine Änderung oder eine Aufhebung der Entscheidung in Betracht, wenn aufgrund geänderter tatsächlicher Umstände eine Neubewertung der Ausnahmevoraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich ist (Tenor zu 9. a)). Zum anderen besteht eine solche Änderungs- bzw. Aufhebungsmöglichkeit, wenn die Antragstellerin eine oder mehrere der Auflagen in Tenor zu 3. bis 7. nicht erfüllt (Tenor zu 9. b)). Des Weiteren besteht diese Möglichkeit zur Abänderung oder zum Widerruf, wenn die Antragstellerin nach Inbetriebnahme der LNG-Anlage nicht gemäß § 28 Abs. 1 Nr. 3 EnWG entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG vom Netzbetrieb der NEL Gas-transport GmbH, der GASCADE Gastransport GmbH, der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, der Fluxys Deutschland GmbH, der Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, der OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, der ONTRAS Gastransport GmbH oder eines anderen Netzbetreibers, in dessen Netz die Infrastruktur geschaffen wird, getrennt ist (Tenor zu 9. c)). Die Ausnahmegenehmigung sieht zudem ausdrücklich die Möglichkeit zur Änderung oder dem Widerruf vor für den Fall einer Änderung, des Widerrufs oder der Unwirksamkeit des zu dieser Ausnahmegenehmigung ergangenen Beschlusses der Europäischen Kommission vor (Tenor zu 9. d)).

425 (1) Geänderte tatsächliche Umstände (Tenor zu 9. a))

Tenor zur 9. stellt die Revisionsfähigkeit der Ausnahmegenehmigung sicher. Danach kann die Ausnahmegenehmigung nachträglich mit weiteren Nebenbestimmungen und Auflagen versehen, ganz oder teilweise aufgehoben, geändert oder ergänzt werden. Ferner können die in Tenor zu 2. bis 7. getroffenen Nebenbestimmungen ganz oder teilweise geändert, ergänzt oder aufgehoben

werden, sofern aufgrund geänderter tatsächlicher Umstände eine Neubewertung der Ausnahmevoraussetzungen nach § 28a Abs. 1 Nr. 1 bis 5 EnWG erforderlich ist. Die Regelung knüpft an die in Tenor zu 8. geregelte Berichtspflicht an und ermöglicht es der Beschlusskammer im Falle geänderter tatsächlicher Umstände eine Anpassung der Freistellungsentscheidung an die neuen Gegebenheiten vorzunehmen.

- 426 Von Bedeutung ist das zum einen im Interesse der Antragstellerin und ihrer Kunden, aber auch von potentiellen Marktteilnehmern insbesondere im Hinblick auf die in Tenor zu 4. bis 7. bestimmten Regeln und Mechanismen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement. Diese Regeln beruhen auf einer Analyse des LNG-Marktes und Prognose seiner weiteren Entwicklung. Prognoseentscheidungen sind zwangsläufig mit bestimmten Prognoserisiken belastet, die umso größer werden, desto weiter die Prognose in die Zukunft reicht. Um über die langjährige Dauer der Ausnahme zukünftige, wesentlich von der Prognose abweichende Entwicklungen angemessen berücksichtigen zu können, kann eine Anpassung der in Tenor zu 2. bis 7. getroffenen Nebenbestimmungen, insbesondere der Regeln und Mechanismen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement, unter Umständen erforderlich sein. Damit kann etwa eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung der Kapazitäten gewährleistet werden, sollte sich nachträglich herausstellen, dass die Entwicklungen im LNG-Markt Anpassungen erfordern. Es ermöglicht der Beschlusskammer auch im Sinne der Verhältnismäßigkeit, Nebenbestimmungen ganz oder teilweise aufzuheben, sollte sich nachträglich herausstellen, dass die Regelungen nicht oder nicht mehr erforderlich sind.
- 427 Darüber hinaus gewährleistet der Änderungs- und Widerrufsvorbehalt auch, dass die Einhaltung der Genehmigungsvoraussetzungen über die Dauer der Ausnahme von 20 Jahren sichergestellt ist. So hat die Europäische Kommission in dem Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Brunsbüttel ausgeführt, dass eine Neubewertung der Genehmigungsvoraussetzung des Investitionsrisikos und gegebenenfalls Prüfung und Änderung der Ausnahmegenehmigung erforderlich sein kann, wenn öffentliche Fördermitteln für den Bau der LNG-Anlage gewährt werden (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Art. 4 und Rn. 110f.). In einem solchen Fall könnte die Erforderlichkeit der Ausnahme in Frage stehen, da das Investitionsrisiko durch die Gewährung von öffentlichen Fördermitteln zugunsten der Investoren gesenkt würde. Nach Auffassung der Europäischen Kommission hat die Antragstellerin eine solche Subvention der Beschlusskammer nach Tenor zu 8. der vorliegenden Ausnahmegenehmigung zu melden. Die Beschlusskammer hat dann eine Neubewertung der Genehmigungsvoraussetzung eines die Ausnahme rechtfertigenden Investitionsrisikos (§ 28a Abs. 1 Nr. 2 EnWG und Art. 36 Abs. 1 lit. b) Richtlinie 2009/73/EG) und Prüfung einer Änderung bzw. eines Widerrufs der Ausnahmegenehmigung vorzunehmen. Nach Auffassung der Europäischen Kommission schließt die Gewährung von öffentlichen Förderungen jedoch nicht per se das für die Erteilung einer Ausnahme erforderliche Investitionsrisiko aus. Je nach Sachlage kann in einem solchen Fall unter

Umständen auch eine Begrenzung der Ausnahme, z.B. auf einen Teil der Kapazität oder eine kürzere Dauer in Betracht kommen, da Ausnahmen auf das erforderliche Maß beschränkt werden sollen (Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.05.2021, Az. C(2021) 3814 final, Rn. 110f.).

428 (2) Verstoß gegen Auflagen (Tenor zu 9. b))

Die Regelung in Tenor zu 9. b) dient der Überwachung der Einhaltung der Nebenbestimmungen in Tenor zu 3. bis 7., die aus Sicht der Beschlusskammer erforderlich sind, um die gesetzlichen Voraussetzungen für eine Ausnahmegenehmigung herzustellen. So stellt die Verpflichtung nach Tenor zu 3. sicher, dass die nach § 28a Abs. 1 Nr. 4 EnWG vorausgesetzte Erhebung von Entgelten für die Nutzung der Infrastruktur auch tatsächlich eingehalten wird. Die in Tenor zu 4. bis 7. bestimmten Regeln und Mechanismen zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement dienen demgegenüber der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei der Gasversorgung § 28a Abs. 1 Nr. 1 EnWG, indem sie eine Abschottung der neuen Infrastruktur über den langjährigen Ausnahmezeitraum verhindern und eine Ausnahme von den Zugangsverpflichtungen des § 20 EnWG nur soweit zulassen, als sie zur Ermöglichung der Investition erforderlich sind. Der in Tenor zu 9. geregelte Änderungs- bzw. Widerrufsvorbehalt ermöglicht es der Beschlusskammer bei Nichteinhaltung der Vorgaben, die die Genehmigungsfähigkeit des Antrags gewährleisten, angemessen reagieren zu können.

429 (3) Verstoß gegen Entflechtungsvorgabe (Tenor zu 9. c))

Die Regelung in Tenor zu 9. c.) sichert die Einhaltung der besonderen Entflechtungsvorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG, wonach der Eigentümer und Betreiber der neuen Infrastruktur von dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Infrastruktur angeschlossen ist, entsprechend der §§ 8 bis 10e EnWG rechtlich, operationell, buchhalterisch und informationell entflochten sein muss. Kritischer Zeitpunkt für die Einhaltung dieser Entflechtungsvorgabe ist die Inbetriebnahme (vgl. Däuper, in: Theobald/Kühling, Energierecht Kommentar, 116. Ergänzungslieferung Mai 2022, § 28a EnWG, Rn. 11). Die in Tenor zu 9. c.) vorbehaltene Möglichkeit zur Abänderung oder zum Widerruf der Ausnahmegenehmigung versetzt die Beschlusskammer in die Lage, die spezielle Entflechtungsvorgabe des § 28a Abs. 1 Nr. 3 EnWG nach Inbetriebnahme überwachen und auch durchsetzen zu können.

430 (4) Änderung, Aufhebung oder Unwirksam werden des Beschlusses der Europäischen Kommission (Tenor zu 9. d))

Die Regelung in Tenor zu 9. d) geht auf eine entsprechende Vorgabe des im Rahmen des Ausnahmeverfahrens für die LNG-Anlage Brunsbüttel ergangenen Beschlusses der Europäischen Kommission vom 25.05.2021 (Az. C(2021) 3814 final, Art. 4 und Rn. 25) zurück. Damit ist nun ausdrücklich klargestellt, dass die Ausnahmegenehmigung auch dann geändert oder widerrufen

werden kann, wenn die Entscheidung der Europäischen Kommission nach Art. 36 Abs. 9 Richtlinie 2009/73/EG geändert, widerrufen oder sonst unwirksam wird. Eine unwirksame Entscheidung der Europäischen Kommission nach Art. 36 Abs. 9 Richtlinie 2009/73/EG kann etwa aufgrund von Gerichtsverfahren oder der in der Art. 36 Abs. 9 UAbs. 5 Richtlinie 2009/73/EG geregelten auflösenden Bedingungen im Fall einer nicht erfolgten Inbetriebnahme der Anlage innerhalb von fünf Jahren bzw. eines nicht begonnenen Baus der Anlage innerhalb von zwei Jahren ab Erteilung der Entscheidung der Europäischen Kommission eintreten. Die Vorgabe stellt somit in dem zweistufigen Verwaltungsverfahren zur Gewährung einer Ausnahme nach § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 Richtlinie 2009/73/EG ausdrücklich klar, dass ein Gleichklang zwischen der nationalen Ausnahmegenehmigung und der im Rahmen des EU-Beteiligungsverfahrens nach Art. 36 Abs. 9 Richtlinie 2009/73/EG erforderlichen Genehmigung der nationalen Ausnahmegenehmigung durch die Europäische Kommission gewährleistet ist.

431 (6) Reaktionsmöglichkeiten

Unter Ausübung des durch § 28a EnWG eingeräumten Ermessens hat sich die Beschlusskammer für eine Reihe an verschiedenen Reaktionsmöglichkeiten entschieden, die von der teilweisen Aufhebung, Änderung oder Ergänzung der Nebenbestimmungen über deren Aufhebung und den nachträglichen Erlass von Nebenbestimmungen bis zum Widerruf der Ausnahmegenehmigung selbst als ultima ratio reichen. Dadurch wird dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz Genüge getan, indem unbedeutende Verstöße gegen die Auflagen nicht die Ausnahmegenehmigung als Ganzes gefährden. Dies wäre ersichtlich unverhältnismäßig. Mit den genannten Reaktionsmöglichkeiten kann die Beschlusskammer hingegen der Schwere etwaiger Verstöße unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Einzelfalls und des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit Rechnung tragen. Ein Widerruf wird als ultima ratio daher unter Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten nur dann in Frage kommen, wenn es sich um schwerwiegende bzw. wiederholte Verstößen gegen Auflagenbestimmungen handelt, denen eine besondere Bedeutung für die Genehmigungsfähigkeit der Ausnahme zukommt, und soweit keine Abhilfe durch eine der anderen Reaktionsmöglichkeiten als milderer Mittel zur Verfügung steht. Daneben kommt eine Aufhebung der Ausnahmegenehmigung aufgrund der Aufhebung oder dem Unwirksam werden der Entscheidung der Europäischen Kommission nach Art. 36 Abs. 9 Richtlinie 2009/73/EG in Betracht.

3.8.7. Mitteilungspflicht gegenüber der Europäischen Kommission bei Änderung oder Aufhebung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 10.)

432 Die Regelung in Tenor zu 10. dient ebenso wie die Regelung in Tenor zu 9 d) dazu, in dem zweistufigen Verwaltungsverfahren einen Gleichklang zwischen der nationalen Ausnahmegenehmigung und der im Rahmen des EU-Beteiligungsverfahrens nach Art. 36 Abs. 9 Richtlinie 2009/73/EG erforderlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission zu gewährleisten.

Die Regelung stellt zudem klar, dass die Europäische Kommission in diesem Fall eine Änderung oder die Aufhebung des geänderten Beschlusses beantragen kann.

3.8.8. Geltung der Ausnahmegenehmigung (Tenor zu 11.)

- 433 Mit dem Tenor zu 11. wird die Ausnahme unter die auflösende Bedingung gestellt, dass mit dem Bau der LNG-Anlage in Lubmin spätestens zwei Jahre nach Erlass der Entscheidung der Europäischen Kommission mit dem Bau der LNG-Anlage begonnen wird und die LNG-Anlage spätestens vier Jahre nach Erlass der Entscheidung der Europäischen Kommission kommerziell in Betrieb genommen wird, wobei das Datum des Baubeginns und das der kommerziellen Inbetriebnahme der Beschlusskammer jeweils unverzüglich schriftlich mitzuteilen ist.
- 434 Neben dem Datum des Baubeginns ist maßgeblicher Anknüpfungspunkt für die auflösende Bedingung entsprechend des in Tenor zu 2. geregelten Ausnahmezeitraums der Zeitpunkt der kommerziellen Inbetriebnahme von Phase I. Da das Datum der kommerziellen Inbetriebnahme Anknüpfungspunkt sowohl für die in Tenor zu 2. geregelte Befristung der Ausnahme auf 20 Jahre ist, als auch für die auflösende Bedingung nach Tenor 11. wird durch die Mitteilungspflicht Rechtssicherheit über die Geltungsdauer der Ausnahmegenehmigung geschaffen. Gleiches gilt für die Mitteilungspflicht im Hinblick auf das Datum des Baubeginns.
- 435 Die auflösende Bedingung geht auf die Vorgaben der Europäischen Kommission im Ausnahmeverfahren für die LNG-Anlage Stade (Europäischen Kommission, Art. 3 des Beschluss vom 19.08.2022, Az. C(2022) 6098 final) zurück, wonach die Ausnahmegenehmigung ein Fälligkeitsdatum im Hinblick auf die an Baubeginn und Inbetriebnahme in Art. 36 Abs. 9 UAbs. 9 Richtlinie 2009/73/EG geknüpften Fristigkeiten enthalten soll. Angesichts der zeitlichen Planungen für den Bau der LNG-Anlage in Lubmin und der Anbindungsleitung an das Netz der NEL Gastransport GmbH, der GASCADE Gastransport GmbH, der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, der Fluxys Deutschland GmbH, der Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, der OPAL Gastransport GmbH & Co. KG bzw. der ONTRAS Gastransport GmbH erscheinen die in der Richtlinie genannten Zeiträume als grundsätzlich ausreichend bemessen, um auch etwaige Verzögerungen aufzufangen, die sich aus planungsrechtlichen oder technischen Hinderungsgründen ergeben können. So wird der Antragstellerin für den Baubeginn eine Zeitspanne von zwei Jahren und für die Inbetriebnahme eine Zeitspanne von fünf Jahren eingeräumt. Die eingeräumten Zeitspannen korrespondieren mit der in Art. 36 Abs. 9 UAbs. 5 der Richtlinie 2009/73/EG genannten Geltungsdauer und knüpfen zur Gewährleistung eines Gleichlaufs zwischen der nationalen Ausnahmegenehmigung und dem Beschluss der Europäischen Kommission an das Datum der Erteilung des Beschlusses der Europäischen Kommission an. Die eingeräumte Zeitspanne entspricht im Übrigen der längsten Geltungsdauer von Baugenehmigungen in zahlreichen Landesbauordnungen.

Mit der Vorgabe wird verhindert, dass die Antragstellerin lediglich einen „Vorratsbeschluss“ erwirkt, der andere Marktteilnehmer unter Umständen davon abhalten könnte, ihre eigenen Investitionsprojekte voranzutreiben. Durch die Pflicht zur Mitteilung des Datums des Baubeginns und der kommerziellen Inbetriebnahme wird hinreichend Klarheit über den Geltungszeitraum der Freistellung von den Vorgaben des Netzzugangsregimes der §§ 20-26 EnWG geschaffen. Die auflösende Bedingung tritt im Einklang mit der Regelung in Art 6 Abs. 9 UAbs. 5 Richtlinie 2009/73/EG zudem dann nicht ein, wenn die Kommission entscheidet, dass etwaige Verzögerungen auf Umstände zurückzuführen sind, auf die die Antragstellerin keinen Einfluss hat.

3.8.9. Geltung bei Veränderung der Eigentums-, Betriebsführungs- und Gesellschaftsverhältnisse (Tenor zu 12.)

- 436 Mit dem Tenor zu 12. wird eine Übertragung des Eigentums an der LNG-Anlage Lubmin oder des Betriebs der LNG-Anlage sowie eine Änderung der Gesellschaftsverhältnisse ermöglicht, ohne hierdurch die Ausnahme zu gefährden.
- 437 Ohne eine solche Tenorierung bliebe zweifelhaft, ob dies möglich wäre, da die Ausnahme nach § 28a EnWG, die sich auf eine bestimmte Infrastruktur bezieht, zwar Merkmale eines sachbezogenen Verwaltungsakts, mit dem Abstellen auf die Entflechtungsbestimmungen und die Wettbewerbsverhältnisse aber auch Merkmale eines personenbezogenen Verwaltungsakts aufweist.
- 438 Der Tenor zu 12. ermöglicht daher zwar die genannten Rechtsakte ohne Gefährdung der Ausnahme, knüpft sie aber an bestimmte Voraussetzungen. Dabei ist es erforderlich, dass der Beschlusskammer die beabsichtigte Änderung rechtzeitig angezeigt wird und sich ein Dritter, auf den der Betrieb der LNG-Anlage übertragen wird, zur Einhaltung der Auflagen aus der Genehmigung verpflichtet. Dies vermeidet, dass lediglich die Rechte, aber nicht die Pflichten aus der Genehmigung übertragen werden. Zudem behält sich die Beschlusskammer ein Widerrufsrecht vor, das etwa bei nachteiligen Wettbewerbsauswirkungen der beschriebenen Übertragungsvorgänge geltend gemacht werden kann.
- 439 Betrieb im Sinne dieser Regelungen ist die Übernahme der bereichsspezifischen Verantwortung für die Einhaltung der energierechtlichen Vorgaben, insbesondere die öffentlich-rechtliche Verantwortlichkeit gegenüber den Regulierungsbehörden. Die zulässige Wahrnehmung von Aufgaben und Funktionen durch Dritte, z. B. im Rahmen von Betriebsführungsverträgen, Serviceverträgen oder Planungstätigkeiten, bleibt hiervon unberührt. Eine generelle Aussage, ob solche Tätigkeiten in anderen rechtlichen Zusammenhängen als Betrieb der LNG-Anlage zu qualifizieren sind, ist hiermit nicht verbunden.

3.8.10. Ablehnung des Antrags im Übrigen (Tenor zu 13.)

- 440 Mit dem Tenor zu 13. wird der Antrag im Übrigen abgelehnt. Die gewährte Ausnahmegenehmigung bleibt aufgrund der weiteren Vorgaben hinter dem Antrag zurück.

3.8.11. Änderung oder Aufhebung aufgrund einer Entscheidung der Europäischen Kommission (Tenor zu 14.)

- 441 Mit dem Tenor zu 14. wird lediglich die geltende Rechtslage abgebildet. Danach ergeht der Beschluss gemäß § 28a Abs. 3 S. 4 EnWG vorbehaltlich einer endgültigen Entscheidung der Kommission nach Art. 36 Abs. 9 Richtlinie 2009/73/EG. Der vorliegende Beschluss ist nach Maßgabe einer endgültigen Entscheidung der Europäischen Kommission gegebenenfalls zu ändern oder aufzuheben. Die §§ 48 und 49 des Verwaltungsverfahrensgesetzes bleiben unberührt. Unbeschadet der Befugnisse der Europäischen Kommission und der daran anknüpfenden Rechtsfolgen handelt es sich bei dem vorliegenden Beschluss um eine Entscheidung und nicht um einen bloßen Entscheidungsentwurf. Gegen diesen Beschluss kann damit nach Maßgabe der enthaltenen Rechtsmittelbelehrung ggf. Beschwerde eingelegt werden.

3.8.12. Kostenentscheidung (Tenor zu 15.)

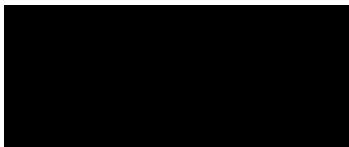
- 442 Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnWG.

Rechtsmittelbelehrung

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.

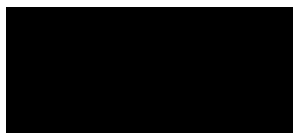
Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von der oder dem Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten 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).



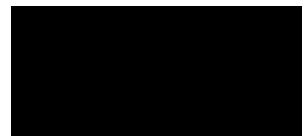
Anne Zeidler

Vorsitzende



Dr. Antje Peters

Beisitzerin



Dr. Werner Schaller

Beisitzer