Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 9

BK9-23/612

BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach

§ 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 41 Abs. 6 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG i.V.m. Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

hinsichtlich der Festlegung der Höhe der Multiplikatoren, der Festlegung eines Abschlags an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen sowie an Ein- und Ausspeispunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden und der Festlegung der Höhe der Abschläge für unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte an allen Kopplungspunkten für das Kalenderjahr 2025 („MARGIT 2025“)

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

durch

den Vorsitzenden	Dr. Christian Schütte,
den Beisitzer	Dr. Björn Heuser,
und den Beisitzer	Roland Naas

am 28.05.2024 beschlossen:

1. Die nachfolgenden Festlegungen dieses Beschlusses sind wirksam vom 01.01.2025 bis zum 31.12.2025.
2. Bei der Umrechnung von Jahres-Standardkapazitätsprodukten in Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukte ist an allen Kopplungspunkten ein Multiplikator anzuwenden. Der Multiplikator eines untertägigen Standardkapazitätsprodukts beträgt 2,0, der Multiplikator eines Tages-Standardkapazitätsprodukts beträgt 1,4, der Multiplikator eines Monats-Standardkapazitätsprodukts beträgt 1,25 und der Multiplikator eines Quartals-Standardkapazitätsprodukts beträgt 1,1.
3. Ein Abschlag an Ein- und Ausspeispunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden, ist nicht anzuwenden.
4. Ein Abschlag an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen ist ausschließlich für Jahres- und Quartals-Kapazitätsprodukte in Höhe von 40 Prozent anzuwenden.
5. Reservepreise für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität an Kopplungspunkten sind zu berechnen, indem die gemäß Art. 14, 15 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 und der Festlegung BK9-19/610 („REGENT 2021“) berechneten Reservepreise für die jeweiligen Standardkapazitätsprodukte für verbindliche Kapazität mit der Differenz zwischen 100 % und der Höhe des an dem jeweiligen Kopplungspunkt für das jeweilige Standardkapazitätsprodukt gemäß der Anlage I anzuwendenden prozentualen Ex-ante-Abschlags multipliziert werden.
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

1 Die Beschlusskammer hat von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung der Höhe der Multiplikatoren, der Höhe eines etwaigen Abschlags an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen sowie an Ein- und Ausspeispunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden, und der Höhe der Abschläge für unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte an allen Kopplungspunkten eingeleitet.

2 Die Einleitung des Verfahrens wurde im Amtsblatt 19/2023 vom 11.10.2023 sowie auf der Homepage der Bundesnetzagentur bekannt gemacht.

3 Der deutsch- sowie der englischsprachige Beschlussentwurf wurden am 12.03.2024 auf der Homepage der Bundesnetzagentur zur Konsultation veröffentlicht. Dies erfolgte mit dem Hinweis, dass die Konsultation gemäß Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bis zum 02.04.2024 läuft. Rechtlich verbindlich ist allein die deutschsprachige Fassung.

4 Die nach § 67 Abs. 1 EnWG grundsätzlich erforderliche individuelle Anhörung der einzelnen Adressaten wurde analog § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG und § 28 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG durch diese Veröffentlichung sowie die Konsultationen ersetzt.

5 Gemäß Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zieht die nationale Regulierungsbehörde bei ihrer Entscheidung die Stellungnahmen der nationalen Regulierungsbehörden der direkt mit dem jeweiligen Mitgliedstaat verbundenen Mitgliedstaaten in Betracht. Mit Schreiben vom 18.03.2024 wurden die nationalen Regulierungsbehörden der angrenzenden Mitgliedsstaaten über den Beginn der Konsultation informiert. Am 12.03.2024 wurden die Konsultationsunterlagen an die Agentur im Sinne des Art. 1 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 (hiernach „ACER“) übermittelt.

6 Die Bundesnetzagentur hat am 29.09.2023 die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt und gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG am 12.03.2024 Gelegenheit zur Stellungnahme zur beabsichtigten Festlegung gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG am 12.03.2023 ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.

7 Dem Länderausschuss wurde gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG am 25.04.2024 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

8 Es sind 8 Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf eingegangen. Diese wurden in der jeweiligen um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigten Fassung auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Im Wesentlichen wurde vorgetragen:

a. Multiplikatoren

9 Der FNB Gas verweist bezüglich der Multiplikatoren auf die letztjährige Stellungnahme. Darin begrüßte er die Fortschreibung der Regelungen zu Multiplikatoren. Dies erhöhe die Planungssicherheit für alle Marktteilnehmer und setze passende Anreize für langfristige Kapazitätsbuchungen. Leerstandskosten des Gasnetzes würden so weitestgehend verursachungsgerecht aufgeteilt werden können. Die Deutsche Energy Terminal GmbH beschreibt in ihrer Stellungnahme insbesondere die Praktikabilität des Quartalmultiplikators in Höhe von 1,1. Auch trage die nochmalige Klarstellung hinsichtlich der Sekundärvermarktung (Nutzungsüberlassung oder Nutzungsübertragung) zur Rechtssicherheit bei.

10 Uniper und die European Energy Exchange fordern konkret die Absenkung des untertägigen Multiplikators auf einen Wert von 1,5. Dies diene nach deren Einschätzung der besseren Auslastung des Gasnetzes durch Bereitstellung von zusätzlichem Flexibilitätsbedarf (z.B. für LNG-Terminals, Gasspeicher und Gaskraftwerke) und der Stärkung des Kurzfristhandels.

11 Ein höherer untertägiger Multiplikator führe laut European Energy Exchange letztlich zu weniger grenzüberschreitenden Handelsgeschäften, weniger Buchungen von kurzfristigen Produkten und damit auch zu verminderten Einnahmen bei Fernleitungsnetzbetreibern. Dieser Wirkmechanismus sei auch Ergebnis eines seit Januar 2020 laufenden Projekts, das den impliziten Handel von untertägigen und Tageskapazitäten an der deutsch-österreichischen Grenze beobachte. Auch hätten Belgien und die Niederlande keine Unterscheidung zwischen den Multiplikatoren für untertägige und Tageskapazitäten. Der deutsche Markt sei daher insoweit benachteiligt.

12 Uniper und Equinor wiederholen ihre bereits in früheren Verfahren geäußerte Kritik, dass die Begründung der Funktionsweise von Multiplikatoren bislang nicht valide untersucht wurde.

b. Saisonale Faktoren

13 Der Verband INES empfiehlt, die Einführung von saisonalen Faktoren an Grenzübergangspunkten sowie Einspeisepunkten aus LNG-Terminals zu erwägen, um damit eine konstante und somit systemeffiziente Netzauslastung an den Importpunkten anzureizen. Gerade eine verbrauchsnahe Deckung von hohen Lasten ermögliche der vorgelagerten Infrastruktur eine kostenoptimale Auslegung. Importe könnten entsprechend des Verbrauchs sowohl im Sommer als auch im Winter in konstanter Höhe erfolgen. Die Einführung von saisonalen Faktoren an Gasspeichern wäre hingegen kontraproduktiv, weil gerade die strukturierte Nutzung von Gasspeichern system- bzw. netzdienlich sei.

c. Rabatt an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen

Versorgungssicherheit

14 Der FNB Gas verweist bezüglich des Rabatts an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen auf die letztjährige Stellungnahme. Dort betont er, dass eine Diversifizierung der Bezugsquellen durch LNG-Terminals einen positiven Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben kann. Der Verband teilt mehrheitlich die Auffassung der Beschlusskammer zur Versorgungssicherheit, dass neben der Existenz der Infrastruktur auch die tatsächliche Auslastung der Terminals eine Rolle spielen und dass die aktuellen Transportkosten im Vergleich zu den Commodity-Preisen von untergeordneter Bedeutung sind. Dem gegenüber könnte ein möglichst hoher Rabatt laut German LNG Terminal in Summe durchaus einen wesentlichen Aspekt auf die Entscheidung von Lieferanten haben.

Höhe des Rabatts

15 German LNG Terminal stellt fest, dass ein Rabatt von 40 Prozent die Attraktivität von LNG-Terminals durchaus in einem gewissen Maße steigern dürfte, allerdings erscheine ein Rabatt von 100 Prozent geboten, um Deutschland im europäischen Vergleich, insbesondere im Vergleich zur LNG-Anlage in Polen, wettbewerbsfähig zu machen Angebots und um eine höhere Marktliquidität zu erreichen.

16 Nach Auffassung von German LNG Terminal stünde auch die Kostentragungspflicht des anschlusspflichtigen Fernleitungsnetzbetreibers von 90 Prozent (§ 39f Abs. 1 GasNZV) einem Rabatt von 100 Prozent nicht entgegen, da sie allein nicht ausreiche, um die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands zu gewährleisten und die wirtschaftlichen Herausforderungen von Anlagenprojekten abzumildern und so zur Versorgungssicherheit in Deutschland beizutragen. Die dadurch entstehenden Mehrkosten an den übrigen Buchungspunkten seien angesichts der Zielsetzung der Versorgungssicherheit hinnehmbar.

17 Die Deutsche Energy Terminal GmbH unterstützt ausdrücklich die Beibehaltung des LNG-Rabatts von 40 Prozent.

18 Equinor Deutschland weist darauf hin, dass der gewährte LNG-Rabatt dazu führe, dass der Netzkostenblock durch die verbleibenden Ein- und Ausspeisepunkte zu tragen sei und dadurch das Tarifgefälle zu Vergleichsmärkten weiter steige.

19 Der Verband INES empfiehlt Grenzübergangspunkte sowie Einspeisepunkte aus LNG-Terminals grundsätzlich gleich zu behandeln und keine Einspeisungsart zu rabattieren, weil es keinen sachlichen Grund für einen LNG-Rabatt gäbe.

20 Mit Verweis auf die letztjährige Stellungnahme rät der FNB Gas die Höhe des Rabatts erneut zu überprüfen, wenn neue Erkenntnisse vorliegen sollten.

Einschränkung auf Jahres- und Quartals-Standardkapazitätsprodukte

21 Mit Verweis auf die letztjährige Stellungnahme hält der FNB Gas die Einschränkung des Rabatts auf Jahres- und Quartals-Standardkapazitätsprodukte für plausibel, um Kapazitätsbuchungen mit längerer Laufzeit attraktiver zu machen und damit eine kontinuierliche Einspeisung zu unterstützen. Vor diesem Hintergrund sei eine Ausweitung auf kürzere Laufzeiten nicht geboten, zumal durch Sekundärvermarktung auch mehrere (kleinere) Transportkunden von diesen Rabatten profitieren könnten. Der BDEW sieht die langfristige Buchung durch den Terminalbetreiber mit anschließender Sekundärvermarktung als optimal an, um die entsprechenden Rabatte voll auszuschöpfen.

22 Die Deutsche Energy Terminal GmbH unterstützt die Einschätzung der Beschlusskammer, dass insbesondere die tatsächliche Auslastung eines LNG-Terminals entscheidend sei und dass die Versorgungssicherheit bei einer kontinuierlichen Nutzung gesteigert würde. Daher buche die Deutsche Energy Terminal GmbH auch Netzkapazitäten langfristig und gebe sie an Terminalnutzer entsprechend weiter. Das ergäbe zum einem ein attraktives Gesamtentgelt für den Terminalnutzer und zum anderen bestünde auch für den Terminalbetreiber der Anreiz, das Terminal vollständig auszulasten. Die Anwendung des Rabatts nur auf Jahres- und Quartals-Standardkapazitätsprodukte entspräche demnach den technischen Gegebenheiten des Terminalbetriebs und erscheinen daher sachgerecht.

23 Laut German LNG Terminal solle der Rabatt auf kurzfristige Standardkapazitätsprodukte erweitert werden, da ansonsten kleinere Marktteilnehmer schlechter gestellt würden. Zudem trügen sämtliche Kapazitätsprodukte zur Versorgungssicherheit und Liquidität beitrügen. Ferner mache die Einschränkung der Rabattierung die Nutzung der Reservierungsquote für Kurzfristbuchungen vergleichsweise unattraktiv.

Sonstige Aspekte

24 Mit Verweis auf die letztjährige Stellungnahme müsse laut FNB Gas bei ausreichender Datengrundlage untersucht werden, ob die gewährten Rabatte zu Marktverzerrungen führen würden. Perspektivisch sollten gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen allen verlässlichen Bezugsquellen berücksichtigt werden.

25 Die Deutsche Energy Terminal GmbH sieht keine Markverzerrung darin, dass verlässliche Pipeline-Bezugsquellen durch rabattierte LNG-Terminals substituiert würden. Konkret könnte die Inbetriebnahme aller deutschen FSRU-LNG-Terminals den weggefallenen Pipelinebezug aus russischen Quellen noch nicht vollständig kompensieren, so dass der Pipelinebezug aus verlässlichen Quellen noch gesteigert würde.

26 Des Weiteren ist laut Deutsche Energy Terminal GmbH nicht ausgeschlossen, dass die Regasifizierung aus FSRU-LNG-Terminals bei extremen Wetterbedingungen vorübergehend ausgesetzt werden muss. Bei Pipelinebezug bestünde dieses Risiko hingegen nicht. Der LNG-

Rabatt trage damit auch zur Schaffung gleicher risikoadjustierter Wettbewerbsbedingungen zwischen den unterschiedlichen Importrouten bei.

27 Laut Equinor Deutschland führt der LNG-Rabatt hingegen zur Benachteiligung des Pipelinebezugs, weil durch ihn der Netzkostenblock durch die verbleibenden Ein- und Ausspeisepunkte zu tragen sei und dadurch das Tarifgefälle zu Vergleichsmärkten weiter steige. Dabei sei Pipelinebezug preiswerter und emissionsärmer.

28 Die Deutsche Energy Terminal GmbH betont, dass das Verfahren der langfristigen Buchung von Netzkapazitäten durch den Terminalbetreiber und deren Weitergabe an Terminalnutzer ein transparentes und nichtdiskriminierendes Verfahren bestehe. Hierdurch würden kleine Terminalnutzer mit großen gleichgestellt.

29 Vor dem Hintergrund des jährlich neu durchzuführenden MARGIT-Verfahrens regt German LNG Terminal an, zumindest Aussagen in der Festlegung darüber zu treffen, wie sich der Rabatt zukünftig entwickeln wird bzw. unter welchen Bedingungen und in welchem Umfang er geändert werden könnte.

d. Rabatte für unterbrechbare Kapazitäten

Historische Datengrundlage

30 Der BDEW weist darauf hin, dass Rabatte für unterbrechbare Kapazitäten auf Basis von historischen Daten ermittelt werden. Die bei Buchung vorherrschende Kapazitätssituation könnte hingegen einen anderen Abschlag erfordern. Besonderheiten (wie z.B. Marktgebietszusammenlegung, geänderte Flussrichtungen aufgrund des russischen Angriffskrieges) würden sich erst in Folgeperioden stark auf den Rabatt auswirken. Laut BDEW könnte die Unterbrechungswahrscheinlichkeit auf Basis einer längeren Historie ggf. mit Gewichtungsfaktoren errechnet werden.

Berücksichtigung von „unfreiwilligen Renominierungen“ als Unterbrechung

31 Der FNB Gas erklärt, dass die Ermittlung und Erfassung von „unfreiwilligen Renominierungen“ auf Seiten der FNB einen deutlichen Mehraufwand mit entsprechender Vorlaufzeit in der Datenabfrage bedeute. Da laut Analyse der Beschlusskammer 9 die Berücksichtigung von „unfreiwilligen Renominierungen“ keinen bzw. keine signifikanten Einfluss auf die Unterbrechungswahrscheinlichkeiten hätte, sei das Aufwand-Nutzen-Verhältnis in Frage zu stellen. Aufgrund des sehr geringen Nutzens regt der FNB Gas an, in zukünftigen Datenerhebungen auf die Erfassung von „unfreiwilligen Renominierungen“ zu verzichten.

Höhe des Sicherheitszuschlags

32 Der BDEW, der FNB Gas und INES begrüßen die Wiederherstellung eines Level-Playing-Fields für L- und H-Gas. Das Risiko eines vermehrten Bedarfs an Konvertierungsleistungen sollte laut

FNB Gas dadurch gemindert werden. Der FNB Gas empfiehlt eine entsprechende Anpassung der Festlegung BEATE 2.0. Auch Equinor Deutschland begrüßt die Absenkung des Sicherheitszuschlags auf 10 Prozent und empfiehlt zudem, ihn gänzlich zu streichen, um Fehlanreize für die deutschen Hubs zu vermeiden.

33 Equinor Deutschland wiederholt auch die letztjährige Stellungnahme, dass hohe Rabatte bei unterbrechbaren Kapazitäten von festen Kapazitäten mitgetragen werden. Das führe im Vergleich zu alternativen Märkten zu Wettbewerbs- und Liquiditätsnachteilen für den deutschen Gasmarkt. Die Fortschreibung dies Sicherheitszuschlags solle kritisch geprüft werden, da nicht nur unterbrechbaren Kapazitäten profitieren würden, sondern auch bei dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) und bedingt festen Kapazitäten (bFZK) an Grenzübergangspunkten. Insbesondere bei den DZK-Produkten profitierten ausschließlich grenzüberschreitende Transporte, die am deutschen Gasmarkt vorbei erfolgten und so seine Liquidität schwächen würden. Zudem verteuerten sich so auch die Einspeiseentgelte zum zentralen Handelspunkt, da der erhöhte Sicherheitszuschlag durch die restlichen Tarife kompensiert werden müsse.

34 Laut BDEW bedeute die Rückführung des Sicherheitszuschlags im H-Gas auf seinen ursprünglichen Wert in Höhe von 10 Prozentpunkten, dass sich nicht nur die zeitweise moderate Erhöhung des Referenzpreises für feste, frei zuordenbare Kapazitäten nun wieder entsprechend (moderat) vermindert, sondern sich auch beschränkt frei zuordenbare und dynamisch zuordenbare Kapazitäten voraussichtlich wieder verteuern würden. Der Effekt auf den Referenzpreis sollte transparent dargelegt werden.

35 Ferner schlägt der FNB Gas vor, dass auch weitere Aspekte bei der Festlegung des Sicherheitszuschlags berücksichtigt werden könnten, wie die Frage, ob die unterschiedliche Wertigkeit zwischen unterbrechbarer und fester Kapazität ausreichend durch den Zuschlag abgebildet wird. Auch könnte die Frage, wie groß die Auswirkung einer erhöhten Rabattierung von unterbrechbaren Kapazitäten auf den Referenzpreis ist, berücksichtigt werden. Auch INES weist darauf hin, dass sich der Abschlag von unterbrechbaren Kapazitäten grundsätzlich aus einer nachvollziehbaren Analyse des entstehenden Wertverlustes für die Kapazitäten ergeben sollte. Dabei müssten auch bedingt feste Kapazitäten betrachtet werden, deren maximaler Abschlag durch die unterbrechbaren Kapazitäten vordefiniert werde.

Anhebung des Anpassungsfaktors A für Speicher

36 Der Verband INES empfiehlt, den Anpassungsfaktor A ausschließlich für Speicheranschlusspunkte auf über 1 anzuheben, um den erhöhten Wertverlust unterbrechbarer Kapazitäten an Speichern adäquat abzubilden. Der Rabatt für unterbrechbare Kapazitäten würde dadurch an Speichern größer als an allen übrigen Buchungspunkten ausfallen. INES begründet den Vorschlag damit, dass Speicheranlagen das zentrale Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit seien. Die gesicherte Verfügbarkeit von Gas werde aber gerade durch

unterbrechbare Kapazitätsprodukte gefährdet. Insofern entwerte eine unterbrechbare Kapazität die Nutzbarkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Punkten im besonderen Maße.

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

II.

38 Mit dieser Festlegung erlässt die Bundesnetzagentur gemäß Art. 41 Abs. 6 a) der Richtlinie 2009/73/EG i.V.m. Art 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine begründete Entscheidung zu allen in Art. 28 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkten.

39 Die vorgenommene Entscheidung fällt gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 41 Abs. 6 lit. a der Richtlinie 2009/73/EG i.V.m. Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Gemäß § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG ist grundsätzlich die Große Beschlusskammer für bundesweit einheitliche Festlegungen über die Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der erhobenen Entgelte zuständig. Sie hat die Festlegung MARGIT gemäß § 59 Abs. 3 S. 4 EnWG am 08.03.2024 auf die Beschlusskammer übertragen.

40 Die Konsultation und Entscheidung nach Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 beziehen sich ausweislich Art. 2 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auf Kopplungspunkte, also Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangspunkte der Fernleitungsnetzbetreiber (Vgl. Art. 3 Nr. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459). Die Regulierungsbehörde kann gemäß Art. 2 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 entscheiden, dass die Regelungen des Kapitels III auch an Ein- und/oder Ausspeisepunkten von Fernleitungsnetzbetreibern mit Drittländern anzuwenden ist. Mit Festlegung vom 14.08.2015 (BK7-15/001 – „KARLA Gas 1.1“) hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur beschlossen, dass die Regelungen des Netzkodex Kapazitätszuweisung ab dem 01.11.2015 auch für Einspeisepunkte aus Drittländern sowie für Ausspeisepunkte in Drittländer im Sinne von Art. 2 Abs. 1 S. 2 Netzkodex Kapazitätszuweisung gelten. Daher bezieht sich die Konsultation und Entscheidung nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 auch auf diese Punkte.

1. Geltungszeitraum

41 Die Vorgaben sind gemäß der Tenorziffer zu 1. ab dem 01.01.2025 umzusetzen und somit im Rahmen der Veröffentlichung nach Art. 29 der Verordnung (EU) 2017/460 zu berücksichtigen. Nach Art. 38 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 gelten die Kapitel II, III und IV der Verordnung ab

dem 31. Mai 2019, wovon auch Art. 13 bis 16 der Verordnung umfasst sind, die zum Kapitel III gehören und Grundlage dieser Entscheidung sind. Dementsprechend hatten die Fernleitungsnetzbetreiber die begründete Entscheidung nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 erstmals im Hinblick auf das Entgeltjahr 2020 und somit ab dem 01.01.2020 umzusetzen. Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 werden die Konsultationen ab dem Datum der Entscheidung in jeder Entgeltperiode durchgeführt. Nach jeder Konsultation erlässt und veröffentlicht die nationale Regulierungsbehörde im Einklang mit Art. 32 lit. a der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine begründete Entscheidung zu den in Art. 28 Abs. 1 lit. a, b und c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Aspekten. Unter Entgeltperiode ist gemäß Art. 3 S. 2 Nr. 23 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 der Zeitraum zu verstehen, in dem ein Referenzpreis einer bestimmten Höhe anwendbar ist und der mindestens ein Jahr und höchstens eine Regulierungsperiode umfasst. Da der Referenzpreis in der bestimmten Höhe jeweils für ein Kalenderjahr gilt, handelt es sich beim hier vorliegenden Zeitraum ebenfalls um das Kalenderjahr. Somit erlässt und veröffentlicht die Beschlusskammer jährlich eine begründete Entscheidung zu den in Art. 28 Abs. 1 lit. a, b und c genannten Aspekten, die jeweils für ein Kalenderjahr wirksam ist. Aus diesem Grund endet die Wirksamkeit der vorliegenden Entscheidung mit dem Ende des Kalenderjahres 2025.

2. Allgemeines

42 Bei dieser Entscheidung hat die Beschlusskammer berücksichtigt, dass es sich dabei um einen Verwaltungsakt handelt, der nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eigenständig neben anderen nach dieser Verordnung in Vollzug stehenden oder noch zu erlassenden Festlegungen zu konsultieren und zu erlassen ist. Die Eigenständigkeit kommt unter anderem darin zum Ausdruck, dass Entscheidungen nach Art. 26 i.V.m. Art. 27 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 spätestens alle fünf Jahre zu treffen sind, während Entscheidungen nach Art. 28 in jeder Entgeltperiode erfolgen müssen.

3. Höhe der Multiplikatoren

43 Die Entscheidung gemäß Ziffer 1 des Tenors zur Höhe der Multiplikatoren beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 28 Abs. 1 i.V.m. Art. 13 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.

44 Gemäß Art. 12 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 werden bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten die Reservepreise gemäß Kapitel III der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 berechnet. Hinsichtlich der Umrechnung der Entgelte für Jahres-Standardkapazitätsprodukte in Entgelte für unterjährige Standardkapazitätsprodukte gibt Art. 13

Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 Bereiche vor, innerhalb derer die Multiplikatoren liegen müssen.

45 Die von der Bundesnetzagentur festgelegten Multiplikatoren liegen innerhalb der vorgegebenen Bereiche. Bei Quartals-Standardkapazitätsprodukten sowie bei Monats-Standardkapazitätsprodukten darf der Multiplikator gemäß Art. 13 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 den Wert 1 nicht unter- und den Wert 1,5 nicht überschreiten. Der festgelegte Multiplikator für Quartals-Standardkapazitätsprodukte in Höhe von 1,1 sowie der festgelegte Multiplikator für Monats-Standardkapazitätsprodukte in Höhe von 1,25 liegen innerhalb dieses Bereichs. Gemäß Art. 13 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 darf der Multiplikator für Tages-Standardkapazitätsprodukte sowie für untertägige Standardkapazitätsprodukte den Wert 1 grundsätzlich nicht unterschreiten und den Wert 3 grundsätzlich nicht überschreiten. Dies ist bei den gewählten Multiplikatoren in Höhe von 1,4 für Tages-Standardkapazitätsprodukte sowie in Höhe von 2,0 für untertägige Standardkapazitätsprodukte der Fall.

46 Bei einer (vertraglichen) Änderung von bereits gebuchten Kapazitäten oder bei einem Kapazitätsentzug bleibt der ehemals ermittelte Multiplikator unverändert bestehen, und zwar auch dann, wenn das ursprüngliche Standardkapazitätsprodukt nach der Änderung oder der Entziehung in eine andere Kategorie fallen würde, wenn also beispielsweise aus einem ehemaligen Jahreskapazitätsprodukt ein Quartals- oder Monatskapazitätsprodukt würde. Es findet insoweit keine Nachberechnung statt; die Anwendung des Multiplikators bestimmt sich danach, welches Produkt bei Vertragsschluss gebucht wurde. Diese Vorgabe gilt für sämtliche Konstellationen, bei denen sich das ursprüngliche Kapazitätsprodukt ändert; insbesondere durch die Rückgabe von Kapazitäten, die erneute Primärvermarktung (durch Fernleitungsnetzbetreiber) eines Teils des Kapazitätsrechts, die Umwandlung und die (teilweise) Kündigung von Kapazitäten. Für das Kapazitätsprodukt, welches nach der Rückgabe, der Kündigung oder dem Kapazitätsentzug neu angeboten bzw. gebucht wird, das „Neuprodukt“, ist demgegenüber ein Multiplikator entsprechend der Laufzeit dieses Neuprodukts anzuwenden. Auch insoweit gilt, dass sich die Anwendung des Multiplikators danach richtet, welches Produkt bei Vertragsschluss gebucht wird. Die Vorgaben bei Änderungen oder bei Kapazitätsentzug gelten ebenfalls für Neuprodukte.

47 Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass die Sekundärvermarktung, also in Form der Nutzungsüberlassung oder Nutzungsübertragung durch Transportkunden auf Dritte, von den Regelungen des vorangegangenen Absatzes nicht erfasst wird und auch kein Regelungsgegenstand dieser Festlegung ist. Nach Auffassung der Beschlusskammer wird der Multiplikator bei Sekundärvermarktung (Nutzungsüberlassung bzw. Nutzungsübertragung) auf Basis des ursprünglichen Buchungsprodukts weiterhin angewendet. Wird anstatt von Sekundärvermarktung allerdings eine Rückgabe von Kapazitäten an den Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführt, so gelten wiederum die Ausführungen der vorigen Randnummer.

48 Bei ihrer Entscheidung bezüglich der Höhe der Multiplikatoren hat die Beschlusskammer gemäß Art. 28 Abs. 3 lit. a) der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 insbesondere die folgenden Aspekte berücksichtigt:

49 Die gewählten Multiplikatoren dienen der Ausgewogenheit zwischen der Förderung des kurzfristigen Gashandels und dem Setzen langfristiger Signale für effiziente Investitionen in das Fernleitungsnetz. Bereits mit Festlegung vom 24.03.2015 (Az. BK9-14/608, im Folgenden: BEATE) hat die Beschlusskammer mit Wirkung ab dem 01.01.2016 Multiplikatoren an allen Ein- und Ausspeisepunkten eingeführt, an denen Kapazitätsentgelte ausgewiesen werden. Diese wurden für die Kopplungspunkte erstmals für das Kalenderjahr 2020 auf Grundlage der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 festgelegt. Die mit diesem Beschluss festgelegten Multiplikatoren für Tages-, Monats- und Quartalsprodukte entsprechen der Höhe nach den für die Jahre 2016 bis 2024 festgelegten Multiplikatoren; der Multiplikator für untertägige Standardkapazitätsprodukte in Höhe von 2,0 wurde erstmals mit dem Beschluss BK9-18/612 („MARGIT“) für das Jahr 2020 festgelegt und entspricht seitdem der genannten Höhe von 2,0. Es hat sich seit Einführung der Multiplikatoren im Jahr 2016 gezeigt, dass diese die Liquidität im Kurzfristhandel nicht gefährden, denn Tagesbuchungen wurden in der Folge weder in nennenswertem Umfang durch langfristige Buchungen substituiert noch schlicht nicht mehr vorgenommen. Die Einführung von Multiplikatoren hat insofern in der Vergangenheit nicht zu einer Verringerung von Handelsaktivitäten geführt. Es sind keine Einflüsse ersichtlich, dass sich dies zukünftig ändern könnte. Gleichzeitig führen die Multiplikatoren zu einer moderaten Preissteigerung gegenüber dem Referenzpreis, so dass Signale, an welcher Stelle des Netzes bspw. aufgrund von Engpässen sachgerechterweise investiert werden sollte, nicht verzerrt werden.

50 Die Einführung der gewählten Multiplikatoren hat überdies keinen Einfluss darauf, inwieweit die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen durch die Referenz- bzw. Reservepreise gedeckt werden. Insbesondere hat die Beschlusskammer mit der Festlegung „REGENT 2021“ (BK9-19/610) Anpassungen nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 an allen Ein- und Ausspeisepunkten der Fernleitungsnetzbetreiber festgelegt mit dem Ziel, die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich vereinnahmen zu können.

51 Die festgelegten Multiplikatoren erhöhen die Verursachungsgerechtigkeit der Reservepreise, da sie eine laufzeitbedingte Quersubventionierung zwischen Kundengruppen reduzieren. Verursachungsgerechtigkeit bei der Entgeltbildung bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Höhe der Entgelte für die Nutzung einer bestimmten Kapazität die durch die Nutzung und Bereitstellung dieser Kapazität verursachten Kosten widerspiegeln müssen. Das hat zur Folge, dass die Höhe der Netzentgelte, die von einer bestimmten Kundengruppe für Kapazitätsbuchungen zu entrichten sind, soweit möglich die von dieser Kundengruppe verursachten Kosten entsprechend ihres jeweiligen Verursachungsbeitrags reflektieren soll. Vereinfacht ausgedrückt soll nach dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit derjenige, der bestimmte Kosten verursacht hat, diese Kosten in Gestalt der ihm berechneten Netzentgelte

soweit möglich auch bezahlen. Diese Kosten sollen nicht durch andere Nutzergruppen subventioniert werden. Durch die Buchung unterjähriger, zeitlich schwankender Kapazitätsprodukte verursacht der diese Kapazitäten buchende Netznutzer Leerstandskosten. Die Möglichkeit einer unterjährigen Buchung erlaubt es den Netznutzern strukturell zu buchen. Sie können also für unterschiedliche Zeiträume – eben untertägig oder tages-, monats- oder quartalsweise – unterschiedliche Kapazitätsmengen buchen. Bucht ein Netznutzer in einer beliebigen Stunde oder an bzw. in einem beliebigen Tag, Monat oder Quartal eines Jahres feste Kapazitäten mit einer bestimmten Menge „x“, wird der Netzbetreiber in der Regel schon insoweit mindestens diese Menge an Kapazitäten (ganzjährig) bereithalten. Dies gilt auch dann, wenn der Netzkunde an den übrigen Tagen des Jahres nur Kapazitäten in geringerer Menge als „x“ bucht. Dabei bucht innerhalb eines Jahres für ein Quartal, einen Monat, einen einzelnen Tag oder auch untertägig nicht nur ein Netzkunde Kapazitäten mit der Menge „x“, sondern innerhalb des Jahres zahlreiche verschiedene Netzkunden unterjährige Kapazitäten mit einer bestimmten Menge. Der Netzbetreiber hält insoweit Kapazitäten für sämtliche unterjährigen Buchungen aller entsprechend buchenden Netznutzer vor. Durch diese Vorhaltung von Kapazitäten für Netznutzer, die unterjährig buchen, entstehen dem Netzbetreiber Leerstandskosten. Diese Kosten sollen dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit folgend auch von den für die Vorhaltung verantwortlichen Netznutzern getragen werden.

52 Durch die festgelegten Multiplikatoren wird sichergestellt, dass Leerstandskosten des Gasnetzes weitgehend verursachungsgerecht aufgeteilt werden. Denn diejenigen Netznutzer, die durch ihre unterjährigen Buchungen den Netzbetreiber zur Vorhaltung bestimmter Kapazitäten veranlassen, partizipieren durch das mittels Multiplikator erhöhte Netzentgelt auch an der Deckung der durch die Vorhaltung entstehenden Kosten. Es soll aus Sicht der Beschlusskammer verhindert werden, dass die Summe der Entgelte für unterjährige Kapazitäten dem Entgelt für die Jahreskapazität entspricht. Dies führte nämlich dazu, dass Leerstandskosten des Netzes von allen Netznutzern getragen werden, vor allem auch von derjenigen Nutzergruppe, die diese Kosten aufgrund von Langfristbuchungen gerade nicht verursacht hat.

53 Die Vorgabe der unterschiedlichen Multiplikatorwerte ist sachgerecht, weil so innerhalb der unterjährigen Kapazitätsprodukte eine Binnendifferenzierung erfolgt, durch welche die unterschiedlichen Auswirkungen, die die einzelnen Produkte jeweils auf die Leerstandskosten haben, angemessen widergespiegelt werden. Die insoweit zum Ausdruck kommende Rangfolge „Multiplikator für das untertägige Kapazitätsprodukt ist höher als der Multiplikator für das Tageskapazitätsprodukt als der Multiplikator für das Monatskapazitätsprodukt als der Multiplikator für das Quartalskapazitätsprodukt“ ist damit zu begründen, dass die Effekte auf die Leerstandskosten mit sinkender Buchungsdauer steigen. Je länger die Zeiträume sind, in denen keine Kapazitäten gebucht werden, desto stärker steigen gemessen an einem Jahreszeitraum die Leerstandskapazitäten. Insoweit steigen die Leerstandskosten in Abhängigkeit von der Buchungsdauer. Netznutzer können Kapazitäten stärker strukturell buchen, wenn sie insgesamt

kürzere Zeiträume buchen. Buchen sie letztlich nur noch an wenigen Tagen ganz gezielt, verursachen sie zwangsläufig an mehr Tagen des Jahres Leerstandskosten. Dies ist bei der Festsetzung der Multiplikatoren angemessen zu berücksichtigen, so dass der Multiplikator – der in der Anordnung zu Ziffer 2 vorgegebenen Rangfolge entsprechend – umso höher ausfallen muss, je kürzer die Kapazitätsbuchungen ausfallen.

54 Durch die gewählten Multiplikatoren wird sichergestellt, dass der Unterschied zwischen den einzelnen Verursachungsbeiträgen hinreichend zum Ausdruck kommt. Dies gilt insbesondere auch für den Multiplikator für untertägige Kapazitätsprodukte in Höhe von 2,0. Es ist insofern für die Beschlusskammer angezeigt, einen höheren Multiplikator als für Tageskapazitätsprodukte festzulegen, weil nach den dargestellten Grundsätzen die Leerstandskosten bei der Möglichkeit zur Buchung einer untertägigen Kapazität weiter steigen, nämlich in den Tageszeitraum hinein. Mit dem festgelegten Multiplikator in Höhe von 2,0 trägt die Beschlusskammer der Tatsache Rechnung, dass untertägige Kapazitätsprodukte nicht oftmals eine Laufzeit von einem ganzen Tag oder – da sie stets für den Rest des Gastages gebucht werden – Laufzeiten nahe an einem ganzen Tag aufweisen und der festgelegte Multiplikator demnach auch einen deutlichen Abstand zum Tagesmultiplikator aufzuweisen hat. Durch den festgelegten Multiplikator in Höhe von 2,0 wird der Sachverhalt aus Sicht der Beschlusskammer angemessen reflektiert. Ebenfalls ist eine hinreichende Differenzierung gegenüber einem Tagesmultiplikator geboten, da das für untertägige Kapazitätsprodukte zu zahlende Netzentgelt nach Art. 14 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nur anteilig, also nur im Umfang der noch verbleibenden gebuchten Stunden, ermittelt wird und insofern nur einem anteiligen Tagesentgelt entspricht.

55 Die Beschlusskammer ist nicht der Auffassung, dass der untertägige Multiplikator in Höhe von 2,0 vor dem Hintergrund der in den vorhergehenden Absätzen dargelegten Zielsetzungen zu hoch ist. Dass ein Multiplikator, je höher er ist, c. p. grundsätzlich zu weniger grenzüberschreitenden Handelsgeschäften führt und die insofern nicht durchgeführten Handelsgeschäfte auch keinen Beitrag zur Verringerung von Leerstandskosten leisten können, entspricht dem intendierten Wirkungszusammenhang von Multiplikatoren. Dieser Wirkungszusammenhang gilt für jede beliebige Höhe eines Multiplikators, denn bei gegebenem Commodity-Preis wird ein Handelsgeschäft umso attraktiver, je niedriger ein Multiplikator ist. Insofern kann die intendierte Wirkungsweise von Multiplikatoren nicht als Begründung angesehen werden, um den untertägigen Multiplikator abzusenken. Des Weiteren ist nicht ausgeschlossen, dass ein verringerter untertägiger Multiplikator eine Erhöhung des Commodity-Preises im Quellenmarkt nach sich ziehen kann und die Verringerung eines Multiplikators durch derartige Marktanpassungen letztlich leerliefe.

56 Zudem darf aus Sicht der Beschlusskammer der primäre Preiseffekt einer Absenkung eines Multiplikators nicht unberücksichtigt bleiben, denn die Absenkung bedeutet für Handelsgeschäfte, die auch beim geltenden untertägigen Multiplikator durchgeführt werden (also bei gegebenem Handelsvolumen), dass sich der Beitrag zur Verringerung von Leerstandskosten insoweit

(zunächst) reduziert. Ob das Preissignal die Nachfrage derart anregt, dass letztlich ein insgesamt höherer Beitrag zur Deckung von Leerstandskosten generiert werden kann, kann hingegen im Vorfeld nicht antizipiert werden.

57 Soweit wie bereits in früheren Verfahren Forderungen nach validen Analysen des untertägigen Multiplikators vorgebracht werden, ist festzuhalten, dass ACER aufgrund der Vorgaben aus Art. 13 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 Ende 2020 eine europaweite Branchenumfrage[1] zu Tages- und untertägigen Multiplikatoren durchgeführt hat. Diese Umfrage und die darauf aufbauende Analyse haben nicht dazu geführt, dass die zum 01.04.2023 vorgesehene Empfehlung zur Absenkung dieser Multiplikatoren auf maximal 1,5 ausgesprochen wurde. Die letztlich von ACER ausgesprochene Empfehlung vom 19.06.2021[2] sieht vielmehr einen erhöhten Begründungsbedarf für Tages- und untertägige Multiplikatoren erst dann vor, wenn diese den Wert von 1 unterschreiten oder den Wert von 3 überschreiten.

58 Die Bandbreite der untertägigen Multiplikatoren in anderen EU-Mitgliedstaaten bewegte sich beispielsweise im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 zwischen 1,2 und 5,08. Auch dieser Vergleich zeigt, dass der für Deutschland gewählte untertägige Multiplikator von 2,0 moderat ist.

59 Im Ergebnis sieht die Beschlusskammer keinen hinreichenden Anlass, den bisher angewandten Multiplikator von 2,0 für untertägige Kapazitätsprodukte abzusenken.

60 Die Beschlusskammer geht nicht davon aus, dass durch die Multiplikatoren physische oder vertragliche Engpässe erweitert werden oder entstehen. Auch aus dem Buchungsverhalten sind keine Anzeichen dafür ableitbar, dass Multiplikatoren Auswirkungen auf Engpässe bei der Langfristvermarktung hätten. Im Übrigen stellt darüber hinaus die Reservierungsquote sicher, dass unterjährige Quartalskapazitäten in einem ausreichenden Umfang angeboten werden. Hinsichtlich des Angebots an Tageskapazitäten wirken sich zudem die Regelungen der Renominierungsbeschränkung positiv aus, so dass auch hier kein grundsätzlicher Mangel an Kapazitäten ersichtlich ist.

61 Die gewählten Multiplikatoren haben keine unzulässigen Auswirkungen auf grenzüberschreitende Gasflüsse. Insbesondere liegt keine diskriminierende, weil überhöhte Beteiligung der entsprechenden Netznutzer, die auf grenzüberschreitende Gasflüsse angewiesen sind (also insbesondere Netznutzer, die systemübergreifende Buchungen durchführen) an den adressierten Leerstandskosten vor. Mit der Festlegung BK9-18/608 hinsichtlich Vorgaben zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie Vorgaben zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV („BEATE 2.0“) wurden identische Multiplikatoren für entsprechende unterjährige Kapazitätsprodukte an anderen Punkten als Kopplungspunkten eingeführt. Die Verordnung (EU) 2017/460 legt an mehreren Stellen, so in

[1] https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2020_G_19_.aspx
[2] https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2021%20on%20Multipliers.pdf

Art. 5 bei der Bewertung der Kostenzuweisung, in Art. 7 lit. c und e bei der Bewertung der Referenzpreismethode und auch in Art. 28 Abs. 3 lit a Ziffer v bei der Bewertung von Multiplikatoren einen Fokus auf die Vermeidung einer etwaigen differenzierten (und damit potenziell diskriminierenden) Behandlung der systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung. Eine solche differenzierte Vorgabe in Bezug auf Multiplikatoren erfolgt indes nicht, so dass bereits im Ansatz keine unzulässigen Auswirkungen auf grenzüberschreitende Gasflüsse ersichtlich sind. Die Beschlusskammer erachtet es aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit und Diskriminierungsfreiheit auch nicht als angemessen, für grenzüberschreitende Gasflüsse geringere Multiplikatoren anzusetzen.

4. Saisonale Faktoren

62 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 28 Abs. 1 i.V.m. Art. 13 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 können saisonale Faktoren festgelegt werden.

63 Die Beschlusskammer hat ihr Ermessen dahingehend ausgeübt, dass keine saisonalen Faktoren festgelegt werden.

5. Berechnung der Reservepreise bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für verbindliche Kapazität

64 Die Beschlusskammer hat nicht von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, die Höhe von saisonalen Faktoren gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. b. festzulegen. Daher kommen saisonale Faktoren bei der Berechnung der Reservepreise bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für verbindliche Kapazität nicht zur Anwendung.

65 Gemäß Art 14 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ergibt sich damit folgende Berechnung der Reservepreise bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für verbindliche Kapazität:

- Für Quartals-Standardkapazitätsprodukte, Monats-Standardkapazitätsprodukte und Tages-Standardkapazitätsprodukte wird die folgende Formel angewandt:

  $P_{st} = (M \times T / 365) \times D$

  Dabei gilt:

  P_{st} ist der Reservepreis für das jeweilige Standardkapazitätsprodukt;

  M ist der Wert des Multiplikators für das jeweilige Standardkapazitätsprodukt (Quartals-Standardkapazitätsprodukte: 1,1; Monats-Standardkapazitätsprodukte: 1,25, Tages-Standardkapazitätsprodukt:1,4)

  T ist der Referenzpreis;

D ist die in Gastagen angegebene Laufzeit des jeweiligen Standardkapazitätsprodukts.

Bei Schaltjahren wird die Zahl 365 in der Formel durch die Zahl 366 ersetzt.

- Für untertägige Standardkapazitätsprodukte wird die folgende Formel angewandt:

  $P_{st} = (M \times T / 8.760) \times H$

  Dabei gilt:

  P_{st} ist der Reservepreis für das untertägige Standardkapazitätsprodukt;

  M ist der Wert des jeweiligen Multiplikators, also 2,0;

  T ist der Referenzpreis;

  H ist die in Stunden angegebene Laufzeit des untertägigen Standardkapazitätsprodukts.

  Bei Schaltjahren wird die Zahl 8.760 in der Formel durch die Zahl 8.784 ersetzt.

  Dementsprechend hat ein Netzkunde bei der Buchung eines untertägigen Standardkapazitätsprodukts lediglich die für den Rest des Gastages gebuchten Stunden inklusive des Multiplikators zu zahlen.

6. Abschläge gemäß Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

66 An Ein- und Ausspeispunkten von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden, kann gemäß Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit ein Abschlag auf die jeweiligen kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte angewandt werden.

67 Für die Festlegung derartiger Abschläge besteht jedoch derzeit kein Anlass. In Deutschland existieren zurzeit keine Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden. Nach dem Kenntnisstand der Beschlusskammer ist auch nicht mit einer Inbetriebnahme solcher Infrastrukturen in dem von dieser Festlegung betroffenem Jahr 2025 zu rechnen. Auch vor dem Hintergrund, dass die Konsultation nach Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 jährlich stattfindet, bedarf es daher einer weiteren Erörterung der Vor- und Nachteile einer Einführung entsprechender Abschläge jedenfalls im Rahmen dieser Festlegung nicht.

68 Ebenso kann gemäß Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit ein Abschlag auf die jeweiligen kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte angewandt werden.

69 Im Jahr 2023 sind an den Standorten Brunsbüttel, Lubmin und Wilhelmshaven erste LNG-Terminal in Deutschland in Betrieb gegangen. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass durch diese und weitere geplante LNG-Regasifizierungs-Terminals zusätzliche Quellen angeschlossen

werden und somit die Diversität der bestehenden Erdgasquellen in Deutschland erhöht wird. Eine erhöhte Diversität der Energiequellen geht grundsätzlich mit einer Erhöhung der Versorgungssicherheit einher. Nach dem Wortlaut des Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 kommt es hierbei auch nicht auf eine tatsächliche bzw. unmittelbare Erhöhung der Versorgungssicherheit an. Vielmehr muss der Abschlag lediglich „im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit“ festgelegt bzw. angewandt werden.

70 Die Versorgungssicherheit wird grundsätzlich erhöht, wenn die Anzahl der Einspeisepunkte erhöht oder die Diversität des Erdgasbezuges in Gestalt neuer Gaslieferanten oder auch neuer Bezugstechnik gesteigert wird. Die Einbindung neuer LNG-Regasifizierungs-Terminals in das bestehende Erdgasnetz führt damit nach diesen Maßstäben zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

71 Dies bestätigt beispielsweise auch die Stellungnahme der Deutschen Terminal GmbH, wonach bei Inbetriebnahme aller deutschen FSRU-LNG-Terminals der weggefallene Pipelinebezug aus russischen Quellen teilweise kompensiert werde. Auch die zur Ermittlung des Abschlags für unterbrechbare Kapazitäten erhobenen Daten zeigen, dass sich die seit April 2022 erhöhten Unterbrechungen auf der Transportroute von Belgien nach Österreich im zweiten Gaswirtschaftsjahr nach dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine tendenziell verringern.

72 Der Anschluss neuer LNG-Regasifizierungs-Terminals verbessert dabei auch die Möglichkeiten der Speicherbefüllung und somit auch die Einhaltung gesetzlicher Speicherfüllstandsvorgaben. Durch die Einbindung neuer LNG-Regasifizierungs-Terminals wird also die Versorgungssicherheit dauerhaft, also aktuell und präventiv, erhöht.

73 Netzentgeltrabatte an Einspeisepunkten aus LNG-Terminals vergünstigen grundsätzlich den Erdgastransport vom Lieferanten bis zum Kunden bei Betrachtung dieser Transportkette. Sie erhöhen somit die tatsächliche Auslastung von LNG-Terminals, da sie potenziell die Entscheidungen von Investoren und Lieferanten beeinflussen können. Ein im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit gewährter Netzentgeltrabatt führt demnach zu mehr Auslastungspotenzial von LNG-Terminals und erhöht im Ergebnis die Versorgungssicherheit.

74 Demgegenüber ist zu beachten, dass die Gewährung eines Rabatts auch ein Überwälzen von Kosten auf andere Buchungspunkte nach sich ziehen kann. Insbesondere bei der Bestimmung der Rabatthöhe sind daher die im Folgenden erörterten Aspekte zu berücksichtigen.

75 Bei der Betrachtung der Versorgungssicherheit spielt aus Sicht der Beschlusskammer neben der Errichtung von LNG-Regasifizierungs-Terminals auch die tatsächliche Auslastung der Terminals eine entscheidende Rolle. Nur wenn die Terminalanlagen kontinuierlich genutzt werden und insbesondere in den Wintermonaten hoch ausgelastet sind, erhöht sich faktisch die Versorgungssicherheit in Deutschland. Dann kann durch LNG ein wesentlicher Beitrag zu einer preisgünstigen Energieversorgung geleistet werden. Hingegen steht bei der nur punktuellen

Auslastung von LNG-Terminals nicht das Interesse der generellen Versorgungssicherheit im Mittelpunkt, sondern hauptsächlich individuelle Unternehmensinteressen an hohen Marktpreisen.

76 Betrachtet man die aktuell gültigen Transportkosten im maßgeblichen Marktgebiet THE in Höhe von 0,58 €/MWh (Jahresbuchung) bzw. 0,81 €/MWh (Tagesbuchung) im Verhältnis zu den zukünftig erzielbaren Commodity-Preisen in Höhe von 27 bis 36 €/MWh für die Kalenderjahre 2025, 2026 bzw. 2027 im Marktgebiet THE, so spielen die tatsächlichen Transportkosten eine untergeordnete, marginale Rolle. Es ist kaum vorstellbar, dass – gemessen am Commodity-Preis – der geringe Transportkostenanteil für das langfristige Buchungsverhalten potenzieller Nutzer am LNG-Terminal ausschlaggebend sein soll. Diese Ansicht wird mehrheitlich vom FNB Gas geteilt.

77 Bei der Abwägung, ob und in welcher Höhe ein Netzentgeltrabatt an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen festgelegt wird, waren ebenso die Auswirkungen auf die übrigen Buchungspunkte im Fernleitungsnetz zu beachten. Equinor Deutschland weist darauf hin, dass der gewährte LNG-Rabatt dazu führe, dass der Netzkostenblock durch die übrigen Buchungspunkte zu tragen sei. Zu berücksichtigen ist, dass zusätzliche Kosten durch den Bau von LNG-Anbindungsleitungen entstehen und diese gemäß § 39f GasNZV zu 90% bei den Fernleitungsnetzbetreibern verbleiben. Sofern man einen Rabatt in Höhe von 100% festlegen würde, würden schon alleine wegen der zusätzlichen Kosten für die Anschlussleitungen und keiner Kostentragung durch Buchungen an LNG-Einspeisepunkten alleinig die übrigen Buchungspunkte die Mehrkosten tragen. Darüber hinaus fallen neben den Kosten für die Anschlussleitungen auch weitere Kosten für den notwendigen Netzausbau an, damit die potenziellen neuen LNG-Mengen auch auf fester (unterbrechungsfreier) Basis von der Einspeisung zum Letztverbraucher transportiert werden können.

78 Im Übrigen kann die Frage nach den konkreten Auswirkungen eines Rabatts auf die sonstigen Buchungspunkte auf Grund der vielen Unbekannten in der Rechnung nicht mit hinreichender Belastbarkeit beantwortet werden. Für die Bestimmung der REGENT-Briefmarke ist neben der Summe der erzielbaren Erlöse aller Fernleitungsnetzbetreiber die Buchungsprognose der entscheidende Faktor. Diese Buchungsprognose und damit auch die Höhe des REGENT-Tarifs 2025 hängt stark von der Einschätzung des kommenden Buchungsvolumens ab. Die Schwierigkeit der Einschätzung des Buchungsverhaltens besteht nicht nur an den pipelinegebundenen Bestandsbuchungspunkten, sondern auch an den neuen LNG-Einspeisepunkten. Insofern geht die Beschlusskammer nicht davon aus, dass ein Rabatt an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen automatisch dazu führe, dass der Kostenblock allein durch die verbleibenden Ein- und Ausspeisepunkte zu tragen sei. Schließlich muss auch beachtet werden, dass auf Grund eines nicht vollständigen Rabatts durch langfristige Buchungen bzw.

durch nicht rabattierte kurzfristige Buchungen an Einspeisepunkten von LNG-Anlagen eine zusätzliche Kostentragung erfolgt.

79 Sinn und Zweck der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 ist neben der Schaffung von harmonisierten Erdgasfernleitungsentgeltstrukturen auch die Versorgungssicherheit (Erwägungsgrund Nr. 1). Damit kann allerdings keine generelle Versorgungssicherheit über die gesamte Wertschöpfungskette gemeint sein. Denn dies würde bedeuten, dass wirtschaftlich nicht konkurrenzfähige neue LNG-Terminals nur durch die (indirekte) Subventionierung durch einen anderen – davon entflechtungsrechtlich zu trennenden – Bereich (Erdgastransport) realisiert werden können. Dies ist regulatorisch nicht vorgesehen. Sofern es für die Wirtschaftlichkeit von LNG-Terminals tatsächlich einer Subventionierung bedarf, ist diese auf andere Weise, z.B. durch eine staatliche Förderung oder Finanzierung aus Steuermitteln zu ermöglichen. Insofern spricht auch dieses Argument gegen eine Rabatthöhe von 100%, wie sie von German LNG Terminal gefordert wird.

80 Die vorgelagerte Wertschöpfungskette sieht bei LNG-Terminals anders aus als bei Pipelines. Beim LNG-Transport sind die Akteure nicht fix auf eine gebaute Route festgelegt, um Erdgas von A nach B zu transportieren. Es ist jederzeit, auch sehr kurzfristig möglich, LNG-Schiffe andere Häfen anlaufen zu lassen. Somit besteht anders als bei herkömmlichen Pipelinesystemen die Gefahr, dass auch bei geringen Erdgaseinspeisungen über die Pipelinesysteme und somit steigenden Marktpreisen physisch kein oder wenig LNG in ein Terminal in Deutschland gebracht wird. Sollte der Weltmarkt für LNG trotz steigender Preise in Deutschland oder Europa in anderen Regionen noch attraktiver sein, wird das LNG dorthin gebracht. In der zweiten Jahreshälfte 2021 lag beispielsweise der Marktpreis in Deutschland im Schnitt täglich über 90 € und somit um mehr als das Vierfache höher als z.B. im Jahr 2019. Ähnliches gilt für gesamt Nord-West-Europa. Trotzdem waren die LNG-Terminals in Nord-West-Europa in der zweiten Jahreshälfte 2021 im Durchschnitt nur zur Hälfte physikalisch ausgelastet. Das heißt, über einen Zeitraum von mehreren Monaten wurde – trotz vierfachem Preisniveau – LNG anstatt nach Europa, in andere Regionen geliefert. Das zeigt, dass für die Lieferanten meist kommerzielle Erwägungen die ausschlaggebende Rolle spielen, wohin die LNG-Lieferungen gebracht werden. Seinerzeit trugen die LNG-Importe weniger zur Verringerung der Großhandelspreise in Nord-West-Europa bei als sie potenziell gekonnt hätten, wobei die über mehrere Monate bestehenden, hohen Großhandelspreise hier einen Indikator für die Lage der Versorgungssicherheit gebildet haben. Insofern ist die Beschlusskammer – anders als German LNG Terminal – nicht überzeugt, dass die Erweiterung der Rabattierung auf Kapazitätsprodukte mit kürzeren Laufzeiten, die Versorgungssicherheit zusätzlich erhöhen würde. Vielmehr dürften sich auf Basis kommerzieller Erwägungen die Mitnahmeeffekte der LNG-Lieferanten durch eine grundsätzliche Erweiterung der Rabattierung auf alle Kapazitätsprodukte erhöhen, indem ggf. sogar weniger langfristigere Kapazitätsprodukte gebucht werden. Die in Summe dann geringeren Entgelteinnahmen an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen müssten dann von den verbleibenden, auch den

pipelinegebundenen Einspeisepunkten, getragen werden. Diese weitergehende Rabattierung erscheint der Beschlusskammer bei der Berücksichtigung der Auswirkungen auf sämtliche Buchungspunkte nicht verhältnismäßig bzw. zielführend.

81 Für die Erhöhung der Versorgungssicherheit spielt neben der Existenz von Terminals die tatsächliche physische Auslastung der Terminals eine entscheidende Rolle. Nach Auffassung der Beschlusskammer kann ein Rabatt auf die Netzentgelte an LNG-Terminals deren Benutzungsstunden erhöhen. Kontinuierliche LNG-Lieferungen nach Deutschland würden sich zur Überzeugung der Beschlusskammer hierbei positiv auf das Ziel einer preisgünstigen Versorgung Deutschlands mit Erdgas auswirken. Zudem würden kontinuierliche und hohe LNG-Einspeisungen ins deutsche Fernleitungsnetz die Versorgungssicherheit, insbesondere in den Wintermonaten, erhöhen. Hiermit schafft die Beschlusskammer eine Regelung an Einspeisepunkten von LNG-Terminals ins Fernleitungsnetz, durch welche Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten attraktiver ausgestaltet werden, und somit ein Anreiz besteht, kontinuierlich LNG nach Deutschland zu transportieren. Dem gegenüber geht die Beschlusskammer nicht davon aus, dass durch die unterlassene Rabattierung von Kapazitätsbuchungen mit kürzeren Laufzeiten die kontinuierliche LNG-Einspeisung ins deutsche Fernleitungsnetz verringert werde. Dies gilt nach Auffassung der Beschlusskammer auch bei der Buchung von kurzfristig freiwerdenden Terminalkapazitäten durch Dritte, die erst durch die Nichtnutzung der Primärkapazitätsinhaber auf dem Sekundärmarkt oder aufgrund des Use-it-or-lose-it-Prinzips (UIOLI) angeboten werden. Die Rabattierung von Kapazitätsbuchungen mit kürzerer Laufzeit würde bedeuten, dass der hier festgelegte Rabatt auf Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten nicht ausreichend Anreize für eine kontinuierliche LNG-Einspeisung auf Basis der langfristigen Buchungen darstellen würde. In diesem hypothetischen Fall wäre es aber umso unwahrscheinlicher, dass aufgrund der (trotz Rabattierung) unterlassenen – weil angeblich marktpreislich unattraktiven – Einspeisung von LNG durch langfristig buchende Kunden im Terminal, andere Marktteilnehmer unter den gleichen unattraktiven Marktbedingungen in nennenswerten Mengen alternative LNG-Mengen/Schiffe zum Terminal bringen und regasifiziert einspeisen. Davon ist die Beschlusskammer nicht überzeugt. Ebenfalls erscheint es u.a. auch auf Grund der höheren Multiplikatoren unwahrscheinlich, dass auf Basis von fortlaufenden Kapazitätsbuchungen mit kürzerer Laufzeit gegenüber einer Kapazitätsbuchung mit längerer Laufzeit – unter sonst gleichen Marktbedingungen – nennenswert zusätzliche LNG-Mengen kontinuierlich ins deutsche Gasnetz eingespeist würden. Insofern werden dauerhaft weitere Quellen nur durch Anreize bei den Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten erschlossen und die Versorgungssicherheit faktisch in Deutschland und auch für den europäischen Markt (Deutschland als Transitland) erhöht sowie ein Betrag zur preisgünstigen Energieversorgung geleistet.

82 Nach Auffassung der Beschlusskammer werden kleinere Marktteilnehmer durch die Einschränkung der Rabattierung auf Kapazitätsbuchungen mit längeren Laufzeiten nicht

benachteiligt. Zum einen sind an LNG-Terminals Vereinbarungen unter den Nutzern des Terminals zum gegenseitigen Ausleihen von LNG-Mengen zum Zwecke einer gleichmäßigeren Regasifizierung üblich und werden oftmals bereits in den AGB der Terminalbetreiber festgelegt (z.B. Borrowing and Lending Prinzipien). Darüber hinaus werden langfristige Terminalkapazitäten nicht nur auf Basis von kurzfristigen Slots vermarktet, sondern es werden auch Vermarktungskonzepte für die Buchung ganzjähriger, anteiliger Terminalkapazitäten verfolgt. Letztere ermöglichen es, dass große wie kleinere Terminalkunden jeweils anteilig über das gesamte Jahr kontinuierlich LNG regasifizieren und ins Netz einspeisen können. Zum anderen besteht auch die Möglichkeit, dass der Terminalbetreiber die netzseitigen Kapazitäten langfristig, rabattiert bucht und die Kapazitäten seinen Terminalkunden zur Verfügung stellt. So können mittels Kapazitätsüberlassungen bzw. -übertragung auch (kleinere) Transportkunden von dem Rabatt profitieren. Die Beschlusskammer sieht daher eine Ausweitung der Rabatte auf Produkte mit kürzeren Laufzeiten als nicht geboten an. Die Stellungnahmen des FNB Gas und der Deutsche Terminal GmbH bestätigen die Auffassung der Beschlusskammer.

83 Das oben unter Randnummer 46f. zu den Auswirkungen von Kapazitätsänderungen auf Multiplikatoren Ausgeführte gilt bei der Änderung eines an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen rabattiert gebuchten Jahres- oder Quartals-Standardkapazitätsprodukts entsprechend. Auch hier gilt, dass es für die mögliche Anwendung des Rabatts auf die Sachlage zum Zeitpunkt des Kapazitätsvertragsschlusses ankommt. Bei einer späteren nachträglichen (vertraglichen) Änderung bereits rabattiert gebuchter Kapazitäten (z.B. Kapazitätsüberlassungen bzw. -übertragungen auf dem Sekundärmarkt, teilweise Kapazitätsrückgabe etc.) entfällt nicht nachträglich der Rabatt (weder für die bereits genutzte Kapazität, noch für die Restlaufzeit der nicht zurückgegebenen Kapazität). Dieser bleibt unverändert bestehen. Für etwaige bei den Fernleitungsnetzbetreibern neu gebuchte Kapazitätsprodukte hat der Netznutzer indes das je nach Laufzeit rabattierte (Jahres- bzw. Quartalsprodukt) oder nicht rabattierte (Monats-, Tagesprodukt bzw. untertägige Produkt) Entgelt – ggf. zuzüglich eines Multiplikators oder anderer Rabatte – zu entrichten.

84 Aus den oben genannten Gründen legt die Beschlusskammer einen Abschlag auf das Standardkapazitätsentgelt an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen im Interesse einer höheren Versorgungssicherheit in Höhe von 40 Prozent fest. Dieser Abschlag gilt ausschließlich für Jahres- und Quartals-Standardkapazitätsprodukte.

85 Wie bereits in der Festlegung MARGIT 2023 (BK9-21/612) dargelegt, gibt es grundsätzlich viele theoretisch denkbare Herangehensweisen, die Höhe eines Einspeiserabatts zu bestimmen. Für die praktische Anwendung sind hinreichende Daten und Informationen jedoch in der Regel nicht vorhanden. Auch ist die Herleitung eines Rabatts nicht zwingend anhand einer mathematischen Formel vorzunehmen. Vielmehr kann sich ein Rabatt auch als Ergebnis einer Abwägungsentscheidung einstellen. Bei dieser behält die Beschlusskammer – soweit möglich –

die Auswirkungen auf das gesamte Tarifsystem und insbesondere den Import über Pipelinerouten im Blick.

86 Die punktuelle Vergangenheitsbetrachtung ist nicht – wie bereits in der Festlegung MARGIT 2023 (BK9-21/612) ausgeführt wurde – mit einem Mechanismus gleichzusetzen, der eine dynamische Anpassung des Rabatts zur Folge hätte. Der ursprünglich verwendete Mechanismus sollte nicht dauerhaft festgeschrieben werden.

87 Vielmehr gilt es in Deutschland im Hinblick auf den nationalen Verbrauch und den erheblichen Transit von Erdgas zu beachten, dass die für die Versorgungssicherheit essentiellen Pipeline-Einspeisungen aus anderen verlässlichen Quellen nicht über Gebühr durch den hier gewährten Rabatt belastet werden.

88 Aus Sicht der Beschlusskammer ist die Gefahr einer Marktverzerrung durch eine Substitution anderer verlässlicher Pipeline-Bezugsquellen bei einem Rabatt in Höhe von 40 Prozent auf Jahres- und Quartals-Standardkapazitätsprodukte nicht gegeben. In diesem Zusammenhang muss unter anderem berücksichtigt werden, dass Bau und Nutzung von LNG-Infrastruktur mit höheren Kosten verbunden sind, als ein Gasbezug über bestehende Pipeline-Infrastruktur. Wie die Deutsche Terminal GmbH in ihrer Stellungnahme ausführt, würde selbst bei Inbetriebnahme aller deutschen FSRU-LNG-Terminals den weggefallenen Pipelinebezug aus russischen Quellen nicht vollständig kompensieren. Gegenüber Pipelinebezug unterliege die Regasifizierung aus FSRU-LNG-Terminals auch Risiken aus extremen Wetterbedingungen, die durch den LNG-Rabatt in einem gewissen Umfang aufgefangen werden. Zudem trägt die gleichbleibende Rabatthöhe positiv zu einem verlässlichen und kontinuierlichen Regulierungssystem bei.

89 Mit der Anwendung des Einspeiserabatts ausschließlich auf Jahres- und Quartals-Standardkapazitätsprodukte sieht die Beschlusskammer – anders als INES und Equinor Deutschland in ihren Stellungnahmen bewerten – weiterhin ein Level-Playing-Field aller verlässlichen Bezugsquellen als gegeben und setzt damit einen signifikanten Anreiz zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

7. Höhe der Abschläge für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität

90 Die Entscheidung gemäß Ziffer 5 des Tenors zur Höhe der Abschläge für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 28 Abs. 1 i.V.m. Art. 16 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460.

91 Gemäß Art. 12 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 werden sowohl bei Jahres- als auch bei Nicht-Jahres-Standardkapazitätsprodukten für unterbrechbare Kapazität die Reservepreise gemäß Kapitel III der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 berechnet.

92 Art. 16 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 bestimmt, dass die Reservepreise für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazität berechnet werden, indem die gemäß den Artikeln 14 oder 15 berechneten Reservepreise für die jeweiligen Standardkapazitätsprodukte für verbindliche Kapazität mit der Differenz zwischen 100 % und der Höhe eines prozentualen Ex-ante-Abschlags multipliziert werden. Alternativ hierzu kann die nationale Regulierungsbehörde gemäß Art. 16 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 entscheiden, einen Ex-post-Abschlag anzuwenden. Hiervon hat die Beschlusskammer keinen Gebrauch gemacht.

93 Der mit Tenor zu 5. festgelegte Ex-ante-Abschlag ($Di_{ex\text{-}ante}$) wurde gemäß Art. 16 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 für jedes Standardkapazitätsprodukt gesondert anhand folgender Formel bestimmt:

$$Di_{ex\text{-}ante} = Pro \times A \times 100\ \%$$

a. Faktor *Pro*

94 *Pro* ist hierbei der Faktor für die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung dieser Art von Standardkapazitätsprodukten für unterbrechbare Kapazität, der gemäß Artikel 41 Absatz 6 Buchstabe a der Richtlinie 2009/73/EG und im Einklang mit Artikel 28 festgesetzt oder genehmigt wird.

95 Der Faktor *Pro* wird gemäß Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 für jeden, einige oder alle Kopplungspunkte je Art des angebotenen Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität berechnet. Die Beschlusskammer hat sich dazu entschieden, den Faktor *Pro* in einem ersten Schritt für jeden Kopplungspunkt anhand der vorgegebenen Formel separat zu bestimmen. Denn diese Betrachtungsweise sichert im höchstmöglichen Maße, dass die Unterbrechungswahrscheinlichkeit, die von Punkt zu Punkt variieren kann, konkret in der Höhe von *Pro* abgebildet wird. In einem zweiten Schritt wird das punktspezifisch ermittelte *Pro* je Standardkapazitätsprodukt an allen Ein- sowie an allen Ausspeisepunkten zum selben Ein- und Ausspeisesystem oder vergleichbaren Systemen je Gasqualität (L- bzw. H-Gas) vereinheitlicht. Hierzu wurde das gewichtete Mittel der für alle Kopplungspunkte in das jeweilige Ein- und Ausspeisesystem pro Standardkapazitätsprodukt ermittelten Faktoren *Pro* ermittelt. Die Vereinheitlichung des Faktors *Pro* je Standardkapazitätsprodukt an allen Ein- sowie an allen Ausspeisepunkten zum selben Ein- und Ausspeisesystem bzw. zu vergleichbaren Systemen ist davon geleitet, dass die betreffenden Ein- und Ausspeisepunkte innerhalb der jeweiligen Gasqualität für den Netzkunden substituierbar sind. Zudem ist eine Vereinheitlichung der dortigen Entgelte in Art. 21 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 angelegt. Diese Vereinheitlichung wird grundsätzlich an allen Kopplungspunkten, welche das gleiche ausländische Ein-/Ausspeisesystem bzw. den gleichen ausländischen Drittstaat mit dem deutschen Marktgebiet verbindet, angewendet. Es wird jedoch eine Trennung zwischen H-Gas- und L-Gas-Kopplungspunkten vorgenommen. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es ebenfalls sachgerecht,

zusätzlich zur Austrian Balancing Zone die Kopplungspunkte „Zone Kiefersfelden-Pfronten“ und „RC Lindau“ (ehemalige Bezeichnung „Vorarlberg“) zu österreichischen Netzen singulär zu betrachten. Diese Kopplungspunkte verbinden das deutsche Marktgebiet mit physikalischen Netzinseln auf der österreichischen Seite, wodurch für den Transportkunden auf der deutschen Seite keine Substituierbarkeit zu den jeweils anderen Kopplungspunkten gegeben ist. Darüber hinaus werden an der polnisch-deutschen Grenze die Kopplungspunkte zu den Marktgebieten E-Gas Transmission System (GCP) (ehemalige Bezeichnung „Polish E-Gas Balancing Zone“) bzw. Transit Gas Pipeline System (TGPS) (ehemalige Bezeichnung „YAMAL (TGPS) Pipeline“) ebenfalls singulär betrachtet, da auf polnischer Seite zwei getrennte Marktgebiete betrieben werden.

96 Bezüglich der Kopplungspunkte zwischen der Schweiz und Deutschland wurden – ausschließlich für die Ermittlung des Unterbrechungsrabatts – die drei Kopplungspunkte (RC Thayngen-Fallentor, RC Basel, Wallbach) zusammen betrachtet und in Anlage I als „Schweiz“ bezeichnet. Klarstellend wird betont, dass die gemeinsame Betrachtung ihre Wirkkraft nur im Rahmen dieser Festlegung entfaltet. Es wird also lediglich festgelegt, dass an den drei Schweizer Kopplungspunkten ein einheitlicher Rabatt für unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte anzuwenden ist. Geregelt wird also nur die Entgeltbildung für unterbrechbare Kapazitätsprodukte. Andere Aspekte wie insbesondere die Buchbarkeit dieser einzelnen Punkte bleibt von den Regelungen dieser Festlegung unberührt.

97 Die Berechnung des Faktors *Pro* für die einzelnen Kopplungspunkte unterteilt nach Standardkapazitätsprodukt erfolgte gemäß Art. 16 Abs. 3 auf der Grundlage der prognostizierten Daten für die einzelnen Bestandteile der folgenden Formel:

$$Pro = \frac{N \times D_{int}}{D} \times \frac{CAP_{av.int}}{CAP}$$

Dabei gilt:

N ist hierbei die erwartete Anzahl der Unterbrechungen während der Zeitdauer *D*.

D_{int} ist die durchschnittliche Dauer der erwarteten Unterbrechungen in Stunden.

D ist die Gesamtlaufzeit der jeweiligen Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität in Stunden.

$CAP_{av.int}$ ist die erwartete durchschnittliche Menge der unterbrochenen Kapazität für jede Unterbrechung, soweit die jeweilige Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität betroffen ist. Bei der Bestimmung dieses Wertes fließt ein, dass zu erwarten ist, dass die untertägigen Kapazitäten vor den Tageskapazitäten, diese vor den Monatskapazitäten, diese vor den Quartalskapazitäten und diese vor den Jahreskapazitäten unterbrochen werden. Denn gemäß Art. 35 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 wird die Reihenfolge, in der Unterbrechungen vorgenommen werden, anhand des vertraglichen Zeitstempels der

jeweiligen Transportverträge für unterbrechbare Kapazität bestimmt. Aus Art. 9 i.V.m. Art. 11 bis Art. 15 sowie Art. 32 der Verordnung (EU) 2017/459 ergibt sich, dass die Jahreskapazitäten zeitlich vor den Quartalskapazitäten, diese vor den Monatskapazitäten, diese vor den Tageskapazitäten und diese vor den untertägigen Kapazitäten verauktioniert bzw. übernominiert werden, so dass aufgrund der Unterbrechung entsprechend des Zeitstempels von einer Unterbrechung der Kapazitäten in zum Vertragsschluss umgekehrter Reihenfolge auszugehen ist.

CAP ist die Gesamtmenge der unterbrechbaren Kapazität für die jeweilige Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität.

Der nach der vorstehend genannten Formel ermittelte Abschlag wurde jeweils auf den vollen Prozentwert aufgerundet.

98 Mit N, D_{int} sowie $CAP_{av.int}$ fließen Erwartungswerte in die Berechnung des Faktors Pro ein. Aus Sicht der Beschlusskammer lassen sich hinreichend verlässliche Prognosewerte nur bei der Untersuchung eines Zeitraums in der Vergangenheit ziehen. Auf Grundlage von Vergangenheitswerten kann indikativ geschlossen werden, wie wahrscheinlich eine Unterbrechung in der Zukunft sein wird. Dabei ist es nur wenig sachgerecht, einen Betrachtungszeitraum anzusetzen, der zu weit in die Vergangenheit ragt. Dies könnte zu Verzerrungen führen, wenn etwa weit in der Vergangenheit liegende Änderungen der tatsächlichen Verhältnisse an einem Anschlusspunkt (beispielsweise wegen Netzausbaus) auf die Unterbrechungswahrscheinlichkeiten in der Gegenwart auswirken würden. Auch aus Praktikabilitätserwägungen ist ein zu langer Betrachtungszeitraum nicht heranzuziehen, weil den Netzbetreibern eine Ermittlung der Unterbrechungen in ferner Vergangenheit nicht ohne weiteres möglich ist. Andererseits ist auch ein zu kurzer Betrachtungszeitraum nur wenig sachgerecht, weil hier bei kurzfristig auftretenden und für die generelle Unterbrechungswahrscheinlichkeit nicht repräsentativen Besonderheiten ebenso Verzerrungen zu befürchten sind. Aus Sicht der Beschlusskammer ist demnach ein Betrachtungszeitraum von drei Jahren sachgerecht; die Variablen N, D_{int} sowie $CAP_{av.int}$, sind demnach über eine Betrachtung der unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten in einem Zeitraum von drei Jahren zu ermitteln. Durch diesen Betrachtungszeitraum wird die Gefahr einer Berücksichtigung von nicht mehr den tatsächlichen Gegebenheiten entsprechenden Bedingungen einerseits und die Gefahr einer Verzerrung durch nicht ausreichende und repräsentative Datengrundlagen andererseits voraussichtlich minimiert. Insoweit findet man mit einem Betrachtungszeitraum von drei (gleichgewichteten) Jahren eine angemessene Balance. Daher werden grundsätzlich die letzten drei abgeschlossenen Gaswirtschaftsjahre betrachtet.

99 Für die Berechnung des Faktors Pro gelten auch Renominierungen von vermarkteten unterbrechbaren Kapazitäten, die wegen der Ankündigung einer möglichen Unterbrechung durch den Fernleitungsnetzbetreiber am betroffenen Buchungspunkt vorgenommen wurden

(„unfreiwillige Renominierungen“), als Unterbrechungen. Zwar zeigte die von der Beschlusskammer im Rahmen des MARGIT 2025 Verfahrens durchgeführte Analyse, dass die Berücksichtigung von unfreiwilligen Renominierungen keinen bzw. keinen maßgeblichen Einfluss auf den Faktor Pro hat. Gleichwohl berücksichtigt die Beschlusskammer nunmehr auch unfreiwillige Renominierungen und greift damit eine in früheren Verfahren wiederholt von der Händlerseite vorgebrachte Forderung auf. Dies erscheint zudem grundsätzlich sachgerecht, da es ohne die Vornahme einer unfreiwilligen Renominierung zu einer tatsächlichen Unterbrechung kommen könnte mit der Folge, dass diese (wie bisher) in die Berechnung des Faktors Pro einfließen würde. Insoweit erscheint es angebracht, eine verhinderte Unterbrechung in diesem Zusammenhang als tatsächliche Unterbrechung zu werten.

100 Da die für N, D_{int} sowie $CAP_{av.int}$ ermittelten Werte auf vergangenheitsbezogenen Daten beruhen, hat die Beschlusskammer bei der Berechnung des Faktors Pro einen Sicherheitszuschlag in Höhe von 10 Prozentpunkten vorgenommen. Damit wird sichergestellt, dass die Vorgaben des Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 im Hinblick auf das Ansetzen von prognostizierten Werten umgesetzt werden. Da für die Berechnung der Wahrscheinlichkeit ein Vergangenheitszeitraum betrachtet wird und nicht sicher davon ausgegangen werden kann, dass die Unterbrechungswahrscheinlichkeit in der Gegenwart bei der Betrachtung des vergangenen Jahres vollständig treffend abgebildet wird, ist ein Sicherheitszuschlag erforderlich. Die Rahmenbedingungen können sich mit Auswirkungen auf die tatsächliche Unterbrechungswahrscheinlichkeit geändert haben, eine nicht mehr vollumfänglich den realen Begebenheiten entsprechende Berechnung ist jedenfalls nicht auszuschließen. Zudem sind die ermittelten Werte für N, D_{int} sowie $CAP_{av.int}$ nur Prognosewerte, welche aufgrund von Erfahrungen in der Vergangenheit lediglich indiziert werden. Etwaige Abweichungen zwischen der auf historischen Daten beruhenden Berechnung und der gegenwärtigen Situation werden mit dem Sicherheitszuschlag insofern aufgefangen. Zudem werden eventuelle Unschärfen aus unvorhersehbaren Besonderheiten im Zeitpunkt der Buchung, die ggf. einen „Schweinezyklus“-Effekt nach sich ziehen können, mit dem Sicherheitszuschlag ganz oder teilweise kompensiert. Auch der Wortlaut von Art. 29 lit. b Ziffer ii Nr. 3 der Verordnung (EU) 2017/460 („vergangene und/oder prognostizierte Daten, die bei der Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung gemäß Nummer 2 verwendet wurden“) spricht dafür, dass eine Kombination von Vergangenheits- und Prognosewerten angezeigt ist, um eine sachgerechte Ermittlung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung vorzunehmen.

101 Zum Zeitpunkt der deutschlandweiten Marktgebietszusammenlegung zum 01.10.2021 wurde im H-Gas-Netz ein Sicherheitszuschlag in Höhe von 20 Prozentpunkten festgelegt. Durch die Marktgebietszusammenlegung wurde die Zuordenbarkeit und somit die Nutzungsmöglichkeit von Kapazitätsprodukten durch zahlreiche neue Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten enorm erweitert. Diese Erweiterung der freien Zuordnungsmöglichkeiten hat im H-Gas-Netz zur Folge, dass sich die Höhe der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) im Vergleich zu der

FZK-Menge in den getrennten (kleineren) Marktgebieten ohne die Ergreifung weiterer Maßnahmen reduzieren würde. Insofern bestand eine große Ungewissheit, wie sich dies auf die Nutzbarkeit der unterbrechbaren Kapazitätsprodukte auswirken würde.

102 Daher legte die Beschlusskammer 9 seinerzeit einen erhöhten Sicherheitszuschlag für Kopplungspunkte im H-Gas-Netz fest, um den Unwägbarkeiten im Zusammenhang mit der Marktgebietszusammenlegung gerecht zu werden. Inzwischen liegen für das gemeinsame Marktgebiet jedoch Vergangenheitswerte vor, auf die repräsentativ zurückgegriffen werden kann. Es zeigte sich, dass trotz der Marktgebietszusammenlegung und der enormen Erweiterung der freien Zuordnungsmöglichkeiten die Unterbrechungswahrscheinlichkeit an den H-Gas-Netzkoppelpunkten nicht signifikant gestiegen ist.

103 Die Beschlusskammer hat auf Basis der eingereichten Erhebungsbögen die Unterbrechungen im Gaswirtschaftsjahr vor der Marktgebietszusammenlegung mit den Unterbrechungen im Gaswirtschaftsjahr nach der Marktgebietszusammenlegung verglichen. Der Vergleich zeigte, dass die Marktgebietszusammenlegung zum 01.10.2021 zu keiner bzw. zu keiner signifikanten Erhöhung von Unterbrechungen geführt hat. Zwar zeigte das Zahlenwerk, dass sich die Unterbrechungen im Gaswirtschaftsjahr ab 01.10.2021 am Entry aus Belgien und am Exit nach Österreich deutlich erhöht haben. Da die Erhöhungen allerdings erst im April 2022 beginnen, sieht die Beschlusskammer als Ursache hierfür nicht die Marktgebietszusammenlegung an, sondern eine erhebliche Erhöhung des Transports aus Belgien nach Österreich in Folge des russische Angriffskriegs auf die Ukraine. Dies wird auch durch die deutlich höheren Transportnominierungen ab April 2022 gegenüber den vorherigen Zeitpunkten belegt. Die erhöhten Unterbrechungen auf der Transportroute von Belgien nach Österreich können damit nicht als Begründung für die Fortschreibung des erhöhten Sicherheitszuschlags herangezogen werden, zumal sie nur zwei von 28 Grenzübergangspunkten betreffen. Zudem erhöhen die im vorliegenden Zahlenwerk bereits abgebildeten Unterbrechungen den Unterbrechungsrabatt an diesen beiden Punkten.

104 Diese Schlussfolgerungen werden auch dadurch erhärtet, dass der Betrachtungszeitraum von drei Jahren nunmehr Unterbrechungsdaten von zwei abgeschlossenen Gaswirtschaftsjahren nach der Marktgebietszusammenlegung erfasst und damit mögliche Auswirkungen der Marktgebietszusammenlegung hinreichend berücksichtigt werden.

105 Auch der jährliche Monitoringbericht[3] zur Festlegung KAP+ kommt sowohl für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 als auch für das Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 zum Ergebnis, dass ein *„Marktgebietsengpass im Sinne der Festlegung KAP+“* nicht eintrat.

106 Die Rückführung des zeitweise erhöhten Sicherheitszuschlags im H-Gas auf seinen ursprünglichen Wert in Höhe von 10 Prozentpunkten bedeutet auch, dass sich die zeitweise

[3] https://www.tradinghub.eu/de-de/Download/Downloadcenter-THE

moderate Erhöhung des Referenzpreises für feste, frei zuordenbare Kapazitäten nun wieder entsprechend (moderat) vermindert.

107 Bei der Festlegung des Sicherheitszuschlags auf 10 Prozentpunkte berücksichtigt die Beschlusskammer auch, dass selbst wenn in einzelnen Fällen ein Rabatt von 10 Prozentpunkten nicht ausreichend sein sollte, um die in Folge einer Unterbrechung entstehenden Kosten vollumfänglich abzudecken, er aber insbesondere bei Betrachtung des gesamten Händlerportfolios mehr als ausreichend ist. Die Höhe des jeweiligen Sicherheitszuschlags beläuft sich in der Regel auf ein Vielfaches des nach der Formel in Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 berechneten Faktors Pro, so dass auch eventuelle Unschärfen bei der Ermittlung dieses Faktors für ausschließlich saisonal genutzte Speicher oder von Netzkunden exklusiv genutzte Speicher hinreichend aufgefangen werden. Diese eventuellen Unschärfen nimmt auch der Verordnungsgeber in Kauf. Dies kommt insbesondere in Art. 16 Abs. 3 i.V.m. Art. 21 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 zum Ausdruck, die die Vereinheitlichung des Faktors Pro je Standardkapazitätsprodukt an allen Ein- sowie an allen Ausspeisepunkten zum selben Ein- und Ausspeisesystem bzw. zu vergleichbaren Systemen zulassen.

108 Anders als vom FNB Gas bzw. von INES vorgeschlagen, sieht die Beschlusskammer den Sicherheitszuschlag nicht als Instrument, das eine „Wertigkeit“ zwischen unterbrechbaren und festen Kapazitäten abbilden soll. Diese „Wertigkeit“ wird vielmehr bereits über den Faktor Pro, also die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung, hinreichend erfasst.

b. Anpassungsfaktor *A*

109 Neben *Pro* fließt als weiterer Faktor *A* in die Berechnung des ex-ante-Abschlags ein. *A* ist hierbei der Anpassungsfaktor, der gemäß Artikel 28 und im Einklang mit Artikel 41 Absatz 6 Buchstabe a der Richtlinie 2009/73/EG von der Regulierungsbehörde festgesetzt oder genehmigt wird und den geschätzten wirtschaftlichen Wert dieser Art des Standardkapazitätsprodukts für unterbrechbare Kapazität widerspiegelt. Die Beschlusskammer setzt den Wert für *A* für alle Standardkapazitätsprodukte auf 1. Dies entspricht der Vorgabe des Art. 16 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460, wonach *A* für jeden, einige oder alle Kopplungspunkte berechnet wird und mindestens 1 beträgt. Zwar ist in Art. 16 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 eine Schätzung des wirtschaftlichen Wertes je Standardkapazitätsprodukt zur Ermittlung von *A* als Möglichkeit angelegt. Die Beschlusskammer erachtet jedoch eine solche Schätzung grundsätzlich als nicht erforderlich und nicht sachgerecht. Eine Schätzung mit Bezug zu Standardkapazitätsprodukten würde außer Acht lassen, dass der Anpassungsfaktor je nach Art des Netznutzers und Zweck der Buchung höchst unterschiedliche wirtschaftliche Werte haben müsste. Eine Differenzierung allein nach Standardkapazitätsprodukten wäre in diesem Fall eine nicht sachgemäße Durchschnittsbildung. Es ist auch nicht ersichtlich, dass bei Anwendung des Faktors *Pro* in

Verbindung mit dem Sicherheitszuschlag von 10 Prozentpunkten insgesamt unsachgemäße Abschläge ermittelt werden, die einer Anpassung über den Anpassungsfaktor *A* bedürfen.

110 Wie bereits ausgeführt, geht die Beschlusskammer davon aus, dass insbesondere bei Betrachtung des gesamten Händlerportfolios ein Rabatt von mindestens 10 Prozentpunkten mehr als ausreichend ist. Auch aufgrund der Tatsache, dass sich die in der Vergangenheit angewandte Berechnungsformel für den Großteil der Marktteilnehmer bewährt hat, sieht die Beschlusskammer derzeit keine Notwendigkeit dafür, eine Anpassung vorzunehmen.

111 Das oben unter Randnummer 46f. zu den Auswirkungen von Kapazitätsänderungen auf Multiplikatoren Ausgeführte gilt bei der Änderung eines unterbrechbaren Standardkapazitätsprodukts entsprechend. Auch hier gilt, dass es für die Ermittlung eines Abschlags (einschließlich seiner Höhe) auf die Sachlage im Zeitpunkt des Vertragsschlusses ankommt. Bei der Umwandlung eines unterbrechbaren in ein festes Standardkapazitätsprodukt entfällt nicht nachträglich der Rabatt. Dieser bleibt für den bereits abgelaufenen Zeitraum und für die Restlaufzeit der nicht umgewandelten Kapazität unverändert bestehen. Für das bei der Umwandlung gebuchte feste Kapazitätsprodukt hat der Netznutzer indes das Entgelt für ein festes Standardkapazitätsprodukt ohne den Rabatt, der sich aus der Unterbrechungswahrscheinlichkeit ergibt – ggf. zuzüglich eines Multiplikators oder anderer Rabatte – zu entrichten.

Die entsprechend dieser Ausführungen ermittelten Abschläge ($Di_{ex\text{-}ante}$) sind der Anlage I zu entnehmen.

8. Kostenentscheidung

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

9. Öffentliche Bekanntmachung

113 Da die Festlegung gegenüber allen deutschen Fernleitungsnetzbetreibern i.S.d. § 3 Nr. 5 EnWG erfolgt, ersetzt die Beschlusskammer die Zustellung nach § 73 Abs. 1 S. 1 EnWG gemäß § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG durch eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung. Die öffentliche Bekanntmachung wird gemäß § 73 Abs. 1a S. 2 EnWG dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Regulierungsbehörde im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden. Die Festlegung gilt nach § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Regulierungsbehörde zwei Wochen verstrichen sind.

10. Anlage

114 Die Anlage I ist Bestandteil dieses Beschlusses.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

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 dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, den 28.05.2024

Vorsitzender	Beisitzer	Beisitzer
Dr. Christian Schütte	Dr. Björn Heuser	Roland Naas

Trading Hub Europe (THE)							
			$Di_{ex\text{-}ante}$				
Flussrichtung am Netzkopplungspunkt Flow direction at connection point	Name des angrenzenden Marktgebietes Name of adjacent market area	Gasqualität Gas quality	untertägige Kapazität within-day capacity	Tageskapazität daily capacity	Monatskapazität monthly capacity	Quartalskapazität quarterly capacity	Jahreskapazität yearly capacity
Entry	Czech Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Czech Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Austrian Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Austrian Balancing Zone	H-Gas	13%	13%	13%	10%	10%
Entry	RC Lindau (ehem. Vorarlberg; Österreich)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	RC Lindau (ehem. Vorarlberg; Österreich)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Zone Kiefersfelden-Pfronten (Österreich)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Zone Kiefersfelden-Pfronten (Österreich)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Belgian and Luxembourg Balancing Zone	H-Gas	27%	27%	13%	13%	13%
Exit	Belgian and Luxembourg Balancing Zone	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%
Entry	Dutch Balancing Zone	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%
Exit	Dutch Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Dutch Balancing Zone	L-Gas	11%	11%	10%	10%	10%
Exit	Dutch Balancing Zone	L-Gas	11%	10%	10%	10%	10%
Entry	Danish Balancing Zone	H-Gas	11%	10%	10%	10%	10%
Exit	Danish Balancing Zone	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%
Entry	Norwegen	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%
Exit	Norwegen	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Schweiz (ehem. RC Thayngen-Fallentor, RC Basel, Wallbach)	H-Gas	11%	10%	10%	10%	10%
Exit	Schweiz (ehem. RC Thayngen-Fallentor, RC Basel, Wallbach)	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%
Entry	Trading Region France (ehem. PEG North)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Trading Region France (ehem. PEG North)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	E-Gas Transmission System (GCP; ehem. Polish E-Gas Balancing Zone)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	E-Gas Transmission System (GCP; ehem. Polish E-Gas Balancing Zone)	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%
Entry	Transit Gas Pipeline System (TGPS; ehem. YAMAL (TGPS) Pipeline; Polen)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Transit Gas Pipeline System (TGPS; ehem. YAMAL (TGPS) Pipeline; Polen)	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Russland	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Russland	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%