Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 9

BK9-23/610

BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 3 und 4 EnWG i.V.m. Art. 71 Abs. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2024/1789 i.V.m. Art. 4 Abs. 1, 2 und 4, Art. 6 Abs. 4 lit. c und Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) 2017/460

hinsichtlich der regelmäßigen Entscheidung zur Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 genannten Punkte für alle Fernleitungsnetzbetreiber (REGENT 2026)

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 14.05.2025 beschlossen:

1. Als Referenzpreismethode für die Bildung von Referenzpreisen durch die im deutschen Marktgebiet tätigen Fernleitungsnetzbetreiber wird die Berechnung distanzunabhängiger Ein- und Ausspeiseentgelte festgelegt. Dabei sind die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen durch die für das Kalenderjahr prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten, unangepassten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren (sogenannte einheitliche Briefmarkenentgelte).

2. Kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen für verbindliche und unterbrechbare Kapazitätsprodukte sowie für Kapazitätsprodukte, die mit einer Bedingung verbunden sind, sind mit einem Rabatt in Höhe von 75 % zu versehen, sofern und soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird. Vor Ausweis eines entsprechenden Rabatts hat sich der Fernleitungsnetzbetreiber die Nichtbenutzbarkeit als Alternative zu einem Kopplungspunkt vom Speicherbetreiber nachweisen zu lassen. Weitere oder hiervon abweichende ganzjährige Rabatte sind nicht zulässig; die Regelungen in Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 lit. b und UAbs. 3 der Verordnung (EU) 2024/1789 bleiben unberührt.

3. Fernleitungsentgelte für bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten (hiernach „bFZK“) und feste, dynamisch zuordenbare Kapazitäten (hiernach „DZK“) können mit einem Rabatt versehen werden. Kapazitätsentgelte für bFZK und DZK dürfen durch die Rabattierung nicht niedriger sein als das Kapazitätsentgelt für das am geringsten rabattierte unterbrechbare Standardkapazitätsprodukt (hiernach „uFZK“) an diesem Punkt. Diese Vorgaben gelten auch bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen, dort jedoch erst nach Anwendung des gemäß Tenorziffer 2 festgelegten Rabatts.

4. Anpassungen nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 an allen Ein- und Ausspeisepunkten mit dem Ziel, die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich vereinnahmen zu können, sind durch Multiplikation mit einer Konstanten umzusetzen.

5.

a) Für den Messstellenbetrieb an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern, zu dem auch die Messung gehört, werden Messstellenbetriebsentgelte nach einer vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber zu bestimmenden verursachungsgerechten, nichtdiskriminierenden, objektiven und transparenten Methodik erhoben. Der Messstellenbetrieb an diesen Punkten wird als Systemdienstleistung eingestuft. Ergeben sich Abweichungen zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen, welche durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen der Messstellenbetrieb durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, verursacht werden, werden dieses Abweichungen über ein gesondertes Regulierungskonto ausgeglichen.

b) Für den Messstellenbetrieb an internen Bestellpunkten wird ebenfalls ein Messstellenbetriebsentgelt erhoben, welches die Kosten der jeweiligen Messstelle und der Messung widerspiegelt. Der Messstellenbetrieb an diesen Punkten wird ebenfalls als Systemdienstleistung eingestuft.

c) Der Messstellenbetrieb an Kopplungspunkten, an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen sowie an Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen wird als Fernleitungsdienstleistung eingestuft.

6. Es werden Entgelte für das Nominierungsersatzverfahren nach § 15 Abs. 3 GasNZV erhoben, soweit es in Anspruch genommen wird. Das Nominierungsersatzverfahren wird als Systemdienstleistung eingestuft.

7. Die Anordnungen gemäß Ziffern 1 bis 6 gelten mit Wirkung ab dem 01.01.2026.

8. Die Festlegung BK9-19/610 vom 11.09.2020 („REGENT 2021“) wird zum 31.12.2025 aufgehoben.

9. Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 4
Gründe 8
A. 8
I. Einleitung des Verfahrens und Konsultation 8
Abschließende Konsultation 9
1. Referenzpreismethode (Tenorziffer 1) 9
2. Nachlässe für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase 9
3. Speicherrabatte (Tenorziffer 2) 10
4. Verbindliche Kapazitätsprodukte, die mit einer Bedingung versehen sind (Tenorziffer 3) 11
5. Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 (Tenorziffer 4) 11
6. Marktraumumstellungsumlage 11
7. Biogasumlage 11
8. Messstellenbetrieb (Tenorziffer 5) 12
9. Nominierungsersatzverfahren (Tenorziffer 6) 12
10. Entfall der Berichtspflicht 12
11. Entgeltprognose 13
II. Weiterer Verfahrensablauf 13
Prüfung des Konsultationsdokuments durch ACER 13
1. Referenzpreismethode (Tenorziffer 1) 13
2. Speicherrabatte (Tenorziffer 2) 14
3. Verbindliche Kapazitätsprodukte, die mit einer Bedingung versehen sind (Tenorziffer 3) 14
4. Transparenz 14
III. Sonstiges 14
B. 16
I. Festlegung einer Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 1 des Tenors) 16
1. Beschreibung der Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 17
2. Parameter für die Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) der Verordnung (EU) 2017/460 17
a) Beschreibung der Kapazitäten 17
b) Beschreibung der Fernleitungsnetzstruktur 19
3. Indikative Referenzpreise gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iii) der Verordnung (EU) 2017/460 22
4. Prüfung der Kostenzuweisung gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iv) der Verordnung (EU) 2017/460 23

5. Bewertung der Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer v) der Verordnung (EU) 2017/460 27
a) Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 30
(1) Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke 30
(2) Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz 30
(3) Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke 32
(4) Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke 32
(i) Transparenz im Hinblick auf technische Abgrenzungskriterien 32
(ii) Transparenz im Hinblick auf die Abgrenzung von Kosten 33
(5) Bewertung der Transparenz der Referenzpreismethoden 35
b) Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460 35
(1) Komplexität des Fernleitungsnetzes 36
(i) Grundlegende, technische Merkmale des Fernleitungsnetzes 36
(ii) Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten 36
(iii) Kooperation zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern im Hinblick auf Marktgebietszusammenlegungen 39
(iv) Gemeinsame Berechnung des Kapazitätsgerüsts als Ausdruck der Kooperation 42
(v) Komplexität vor dem Hintergrund des Dispatchings 45
(vi) Betrachtung der Komplexität der Netze in Effizienzvergleichen 46
(vii) Komplexität vor dem Hintergrund der Marktgebietszusammenlegung zum 01.10.2021 47
(viii) Bildung von virtuellen Kopplungspunkten 48
(ix) Gemeinschaftsleitungen der Fernleitungsnetzbetreiber 48
(x) Bewertung der Komplexität 49
(2) Quantitative Analyse der Netze der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber 50
(i) Verteilung der Buchungen und Erlöse auf einzelne Punkttypen 50
(ii) Analyse der technisch verfügbaren Kapazität und des Auslastungsgrades 55
(iii) Analyse der Leitungsdurchmesser, Druckverhältnisse und Distanzen 58
(iv) Gesamtbewertung der quantitativen Analyse 58
(3) Regionale Netze 59
(4) Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke 59
(i) Bedeutung des Entry-Exit-Systems 59
(ii) Weitergehende Kostenzuordnungen 61
(iii) Kostentragung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung 63
(iv) Bewertung der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke 63
(5) Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke 64
(6) Funktionsspezifische Briefmarke anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben 64

(7) Weitere Referenzpreismethoden 65
c) Art. 7 S. 2 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 66
d) Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 68
e) Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460 70
f) Zwischenergebnis für Art. 7 S. 2 lit. a bis e der Verordnung (EU) 2017/460 73
g) Art. 17 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2024/1789 74
h) Grundsatz der Energiesolidarität 74
i) Verhältnismäßigkeit der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke 75
6. Vergleich mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz einschließlich der indikativen Referenzpreise gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer vi) der Verordnung (EU) 2017/460 77
7. Zulässige Erlöse, Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sowie Kennzahlen für die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460 79
8. Vereinfachtes Entgeltmodell gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 79
II. Speicherrabatte gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 2 des Tenors) 80
1. Höhe des Abschlags 81
2. Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind 84
a) Flexibilität der Speichernutzung 86
b) Diskriminierungsfreiheit 87
c) Saisonale Faktoren 89
III. Verbindliche Kapazitätsprodukte, die gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 mit einer Bedingung versehen sind, sowie Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 3 des Tenors) 90
1. Verbindliche Kapazitätsprodukte, die gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 mit einer Bedingung versehen sind 90
a) Regelung gemäß Tenorziffer 3 90
b) Keine Maßgeblichkeit von kundenindividuellem Nutzen und Verhalten 93
c) Keine Differenzierung nach Produktlaufzeit 93
d) Geltung an Speicheranlagen 94
2. Keine Anwendung eines Benchmarkings nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 95
IV. Anpassungen hinsichtlich der Anwendung der Referenzpreismethode auf alle Ein- und Ausspeisepunkte gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 4 des Tenors) 96
V. Fernleitungsdienstleistungen und Systemdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffern 5 und 6 des Tenors) 96
1. Marktraumumstellungsumlage 97
2. Biogasumlage 100

3. Messstellenbetrieb einschließlich Messung (Ziffer 5 des Tenors) 101
a) Messstellenbetrieb bei Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern 102
b) Messstellenbetrieb bei Ausspeisepunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern 104
c) Messstellenbetrieb an Kopplungspunkten, LNG-Anlagen und Speicherpunkten 105
4. Nominierungsersatzverfahren (Ziffer 6 des Tenors) 105
VI. Zeitliche Geltung der Festlegung gemäß Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 7 des Tenors) und Aufhebung der Festlegung BK9-19/610 (Ziffer 8 des Tenors) 106
VII. Entfall der Berichtspflicht 106
VIII. Sonstiges 107
Rechtsbehelfsbelehrung 108

Gründe

A.

1 Die Beschlusskammer hat von Amts wegen am 30.10.2023 ein Verfahren zur Festlegung einer Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 genannten Punkte für alle in Deutschland tätigen Fernleitungsnetzbetreiber eingeleitet.

I. Einleitung des Verfahrens und Konsultation

2 Die Einleitung des Verfahrens wurde am 30.10.2023 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie im Amtsblatt 21/2023 vom 08.11.2023 bekannt gemacht.

3 Hintergrund des Verfahrens ist der am 06.04.2017 in Kraft getretene Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (Verordnung (EU) 2017/460), der unmittelbar geltendes europäisches Recht darstellt, jedoch mehrerer Umsetzungsakte durch die nationale Regulierungsbehörde bedarf. Diese sind umfassenden Konsultationen zu unterziehen.

4 Am 31.10.2023 hat die Bundesnetzagentur die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.

5 Die Bundesnetzagentur hat bis zum 15.04.2024 umfangreiche Erhebungen über alle für die Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 und der abschließenden Konsultation nach Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 erforderlichen Informationen bei den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführt. Die dabei erlangten Daten wurden in den folgenden Monaten auf ihre Plausibilität hin überprüft und dabei zu Tage getretene Fehler und Implausibilitäten bis zum Oktober 2024 unter Rücksprache mit den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern ggf. korrigiert.

6 Basierend auf den eingereichten Berichten und Erhebungsbögen wurde durch die Bundesnetzagentur die Konsultationsfassung der Entscheidung nach Art. 27 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 erarbeitet.

7 Der Beschlussentwurf wurde am 13.12.2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zur abschließenden Konsultation im Sinne von Art. 26 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/460 bis zum 13.02.2025 in deutschsprachiger Fassung veröffentlicht. Die Dauer der Konsultation wurde mit 2 Monaten angesetzt. Die Agentur im Sinne des Art. 1 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2019/942 wurde am gleichen Tag über den Start der Konsultation informiert.

8 Die Bundesnetzagentur hat am 13.12.2024 den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zur beabsichtigten Festlegung gegeben.

Dem Bundeskartellamt wurde am 13.12.2024 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.

9 Die Konsultationsunterlagen wurden in englischsprachiger Fassung am 16.01.2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und an die Agentur im Sinne des Art. 1 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2019/942 (hiernach „ACER“) übermittelt. Rechtlich maßgeblich ist allein die deutschsprachige Fassung der Unterlagen.

10 Am 12.02.2025 hat das Bundeskartellamt erklärt, auf eine Stellungnahme zum Verfahren zu verzichten.

Dem Länderausschuss wurde gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG am 20.02.2025 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Abschließende Konsultation

11 Die sechs eingegangenen Stellungnahmen wurden am 05.03.2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Ebenso am 05.03.2025 wurde eine deutschsprachige und eine englischsprachige Zusammenfassung der Stellungnahmen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

12 In den eingegangenen Stellungnahmen wurde im Wesentlichen vorgetragen:

1. Referenzpreismethode (Tenorziffer 1)

13 Die im Festlegungsentwurf vorgesehene Beibehaltung der einheitlichen Briefmarkenentgelte als Referenzpreismethode wird durchgehend unterstützt. Die diesbezügliche Argumentation sei weiterhin schlüssig und nachvollziehbar. Die Fortführung der Briefmarkenentgelte habe sich über viele Jahre etabliert und biete den Marktakteuren auch zukünftig Planungssicherheit. Sie werde vom Markt auch im Vergleich zu anderen Methoden als sinnvolle und sachgerechte Methode eingestuft. Auch unter den geänderten gaswirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere der geänderten Importsituation, sei die Methode am geeignetsten und trage der Komplexität und Vermaschung des deutschen Fernleitungsnetzes nach wie vor am besten Rechnung. Zudem trage eine Beibehaltung maßgeblich zur bestmöglichen Tarifstabilität bei und stärke das Vertrauen der Transportkunden in den deutschen Erdgasmarkt. Jegliche andere Methodik würde mit Blick auf das stark vermaschte deutsche Fernleitungsnetz nur zu einer Scheingenauigkeit bei gleichzeitig geringerer Transparenz führen.

2. Nachlässe für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase

14 Hierzu wurde vorgetragen, dass es sachlich logisch sei, die Regelung zur entgeltfreien Einspeisung von Biogas aus der Tenorziffer 1 zu streichen. Grund dafür sei die Regelung der

Nachlässe für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase von 100 % bzw. 75 % an Einspeisepunkten aus Erzeugungsanlagen für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas gemäß Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 lit. a und UAbs. 2 der Verordnung (EU) 2024/1789. Hinsichtlich der in der Konsultationsfassung genannten Geltungsfrist ab dem 05.02.2025 bestehe jedoch ein Umformulierungsbedarf bezüglich der Frist für Einspeisepunkte aus Erzeugungsanlagen sowie für Speicher. Gemäß Art. 18 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2024/1789 gelte der Netzentgeltnachlass ab dem Zeitpunkt "der Netzentgeltfestsetzung". Da die nächste Netzentgeltfestsetzung erst im Mai 2025 für die Entgelte im Jahr 2026 erfolge, wäre eine Referenzierung auf den Wortlaut aus der Verordnung und damit auf den 01.01.2026 als Geltungsbeginn wünschenswert.

15 Einzelne Marktteilnehmer begrüßen, dass die Bundesnetzagentur sich weiterhin eine Möglichkeit zur Nutzung einer Ausnahmegenehmigung gemäß Art. 18 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2024/1789 offenhält. Auf Grund zahlreicher bestehender nationaler Fördermaßnahmen sei aus Sicht dieser Marktteilnehmer die rechtliche Grundlage für die Nutzung einer Ausnahmegenehmigung gemäß Art. 18 Abs. 5 lit. b der Verordnung (EU) 2024/1789 gegeben.

3. Speicherrabatte (Tenorziffer 2)

16 Die Regelungen zur Rabattierung von Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen werden weitestgehend unterstützt. Zum Teil wird eine Erhöhung des Rabatts auf 100 % gefordert, um angesichts der aktuellen Marktlage (Sommer-Winter-Spread) Anreize für eine marktwirtschaftliche Gasspeicherung zu setzen. Solche Anreize könnten aus Sicht eines Verbandes die Rolle von Trading Hub Europe (THE) bei der Erreichung der gesetzlich definierten Mindestfüllstände (derzeit 80 % zum 1. Oktober und 90 % zum 1. November) begrenzen. Gemäß der aktuellen europäischen Gesetzeslage sei eine Anhebung des Speicherrabatts auf bis zu 100 % möglich. In manchen EU-Mitgliedstaaten finde ein 100 %-Rabatt bereits Anwendung.

17 Bezüglich der Speicher, die an mehr als ein Marktgebiet angeschlossen sind, wird zum Teil eine alternative Regelung unter Nutzung von Verwahrungskonten für Gasmengen vorgeschlagen. Im bisherigen System müssten die Speicherkunden bereits bei der Einspeicherung des Gases in einen entsprechenden Speicher die Entscheidung treffen, ob das Gas zukünftig auch zur Ausspeicherung in ein anderes Marktgebiet zur Verfügung stehen soll. Der Vorschlag sieht vor, dass mit Hilfe von separaten Verwahrungskonten inkl. eines bestimmten Verwahrzeitraumes nachgewiesen werden könne, dass für die auf diesen Verwahrungskonten allokierten Gasmengen die Charakteristik der Speicherung zutrifft und damit gleichzeitig eine Abgrenzung zur Nutzung des Speichers als Alternative zu einem Transport über einen Grenzübergangspunkt besteht. In der konkreten Umsetzung bedeute

dies, dass Gasmengen, die den Verwahrungskonten zugeordnet werden, für einen definierten Mindestzeitraum nicht in ein anders Marktgebiet ausgespeichert werden könnten. Nach Ablauf des Mindestzeitraums könnten die Gasmengen in jedes angeschlossene Marktgebiet ausgespeichert werden.

18 Zudem wird bezüglich der Speicher, die an mehr als ein Marktgebiet angeschlossen sind, teilweise eine alternative Regelung hinsichtlich der Rabattabrechnung vorgeschlagen. Mit Verweis auf andere Umsetzungsregelungen in den Niederlanden oder Österreich wird gebeten, sich deren Modell anzuschauen, um zu prüfen, ob nicht eine für die Speichernutzer flexiblere Umsetzung möglich wäre. Dort wird den Nutzern erlaubt, erst bei der Ausspeicherung zu entscheiden, ob der Speicher zusätzlich als Kopplungspunkt genutzt werden soll und erst dann müsste ein vorab erhaltener Rabatt für die Einspeicherung zurückgezahlt werden.

4. Verbindliche Kapazitätsprodukte, die mit einer Bedingung versehen sind (Tenorziffer 3)

19 Die Regelungen zur Rabattierung von bedingt festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (bFZK) und festen, dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) werden unterstützt.

5. Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 (Tenorziffer 4)

20 Die Regelung zur Ermöglichung der tatsächlichen Vereinnahmung der Erlöse aus Fernleitungsdienstleitungen mittels Multiplikatoren mit einer Konstanten wird unterstützt.

6. Marktraumumstellungsumlage

21 Die im Vergleich zur Vorgängerfestlegung entfallende Einstufung der Marktraumumstellungsumlage als Systemdienstleistung wird begrüßt, zumal dies keine praktischen Konsequenzen habe. Jedoch solle eine Klarstellung aufgenommen werden, dass die Veröffentlichungspflicht auf der Buchungsplattform weiterhin die Marktraumumstellungsumlage umfasse.

7. Biogasumlage

22 Bezüglich der im Vergleich zur Vorgängerfestlegung entfallenden Einstufung der Biogasumlage als Systemdienstleistung wird gefordert, dass in der Festlegung eine abschließende Aussage zur grundsätzlichen Zulässigkeit und Fortführung der Biogasumlage erfolge und nicht nur die in der Kooperationsvereinbarung Gas geregelten Modalitäten hinsichtlich einer Abwicklung der Umlage für zulässig erklärt werden.

23 Denn es werde nicht berücksichtigt, dass die Biogasumlage – anders als die Marktraumumstellungsumlage – nicht im EnWG abgesichert sei und dass die GasNEV, die nur noch bis zum 31.12.2027 gelte, auf die Vorschriften der GasNZV verweise. Diese Verweise in § 20b GasNEV liefen bereits ab dem 01.01.2026 leer, so dass derzeit selbst für Bestandsanlagen unklar sei, ob die Biogasumlage weiterhin erhoben werden dürfe. Der Prozess zur Berechnung der Biogasumlage 2026 starte bereits im August 2025. Es sei höchst unwahrscheinlich, dass der Gesetzgeber bis zu diesem Zeitpunkt über den Fortbestand der Biogasumlage (etwa durch eine Verankerung im EnWG) entscheidet. Die Netzbetreiber benötigten daher mehr Ausführungen zur Übergangszeit, mindestens, bis die GasNEV am 31.12.2027 außer Kraft trete.

24 Diesbezüglich solle in der Festlegung REGENT 2026 oder der Festlegung zur GasNEF klargestellt werden, dass der Verweis des § 20b GasNEV auf die GasNZV und die damit angeordnete bundesweite Kostenwälzung mindestens so lange für Bestandsanlagen fortgelte, bis die GasNEV auslaufe. Ebenso sei eine Übergangslösung für die Kosten aus der Zahlung von vermiedenen Netzentgelten erforderlich, die nach § 20a GasNEV bisher für die Dauer von 10 Jahren zugesichert worden seien. Dies sei dringend geboten, um wenigstens hinsichtlich der Bestandsanlagen weiterhin die Kostenwälzung rechtssicher durchführen zu können.

25 Zudem sollte eine Klarstellung aufgenommen werden, dass die Veröffentlichungspflicht auf der Buchungsplattform weiterhin die Biogasumlage umfasse.

8. Messstellenbetrieb (Tenorziffer 5)

26 Die Regelungen bezüglich der Messstellenentgelte seien nachvollziehbar und werden begrüßt.

9. Nominierungsersatzverfahren (Tenorziffer 6)

27 Die Einstufung der Entgelte für das Nominierungsersatzverfahren als Systemdienstleistung sei sachgerecht.

10. Entfall der Berichtspflicht

28 Der Entfall der in den Vorgängerversionen festgelegten Anzeige- und Berichtspflichten wird aufgrund der etablierten Anwendung der Briefmarke als Referenzpreismethode und dem dadurch erfolgenden Wegfall von administrativem Aufwand unterstützt.

11. Entgeltprognose

29 Von einzelnen Konsultationsteilnehmern wird angeregt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet werden, jährlich eine Veranstaltung zur Entgeltveröffentlichung durchzuführen und hierbei auch die Entgeltprognose für die Folgejahre zu erläutern.

II. Weiterer Verfahrensablauf

30 Die Bundesnetzagentur hat am 24.03.2025 bei den Fernleitungsnetzbetreibern aktualisierte Prognosedaten für die Berechnung des Tarifs für das Kalenderjahr 2027 abgefragt. Die angeforderten Daten wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern Anfang April 2025 übermittelt.

Prüfung des Konsultationsdokuments durch ACER

31 Am 08.04.2025 hat ACER eine Stellungnahme gemäß Art. 27 Abs. 2 und 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 veröffentlicht.

32 ACER bestätigt, dass die in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Informationen veröffentlicht worden seien. Das Konsultationsdokument sei einen Monat nach Beginn der Konsultation in englischer Sprache veröffentlicht worden.

1. Referenzpreismethode (Tenorziffer 1)

33 ACER kommt zu dem Schluss, dass die Referenzpreismethode die in Art. 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 aufgeführten Anforderungen an Transparenz, Nichtdiskriminierung und Mengenrisiko erfülle. Allerdings könne ACER zu den Kriterien der Verursachungsgerechtigkeit, Vermeidung unzulässiger Quersubventionierung und Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen im grenzüberschreitenden Handel keine abschließende Beurteilung abgeben. Obwohl die Anwendung einer Briefmarkenmethode angesichts der Komplexität und Vernetzung des deutschen Systems eine angemessene Wahl darstellen dürfte, könne ACER aufgrund der fehlenden ausreichenden Bewertung der Klassifizierung regionaler Netze im Konsultationsdokument nicht abschließend beurteilen, ob die Referenzpreismethode die genannten Anforderungen ebenfalls erfüllen würde.

34 Zudem kommt ACER zu dem Schluss, dass die Kriterien für die Festlegung des Messstellenbetriebs als Systemdienstleistung erfüllt seien. Allerdings könne ACER nicht beurteilen, ob dies auch für die Festlegung des Nominierungsersatzverfahrens als Systemdienstleistung gelte.

35 ACER empfiehlt das Vorhandensein regionaler Netze gemäß den Definitionen in Art. 2 Nr. 17 und 19 der Richtlinie (EU) 2024/1788 zu prüfen. Ergäbe eine solche Prüfung, dass regionale

Netze vorhanden wären, sollten deren Kosten anhand der Referenzpreismethode verteilt werden, sofern sich die vorgeschlagene Methode als geeignet erwiese, die Kosten regionaler Netze ausschließlich auf private Nutzer umzulegen. Sollte die Umlage der Kosten regionaler Netze auf private Endnutzer im Rahmen der vorgeschlagenen Referenzpreismethode nicht möglich sein, empfiehlt ACER, die regionalen Netze in Verteilnetze einzugliedern und diese Kosten außerhalb der Referenzpreismethode zu verteilen.

36 Außerdem empfiehlt ACER, die Auswirkungen der Umnutzung von Erdgasleitungen für ein Wasserstofftransportsystem nach Klärung der Anforderungen und technischen Folgen der Umnutzung zu berücksichtigen.

2. Speicherrabatte (Tenorziffer 2)

37 Mit Blick auf die Stellungnahmen innerhalb der Konsultation sollte aus Sicht von ACER bei Speicheranlangen, die an mehr als ein Marktgebiet angeschlossen sind, die Möglichkeit einer Ex-post-Methode oder einer flexiblere Methode für die Anwendung des Rabattes geprüft werden. Es solle aus Sicht von ACER sichergestellt werden, dass der obligatorische Rabatt in allen Fällen gelte, in denen das Gas die Grenze nicht überschreite.

3. Verbindliche Kapazitätsprodukte, die mit einer Bedingung versehen sind (Tenorziffer 3)

38 ACER wünscht sich mehr Klarheit über die Festlegung der Tarifhöhe für verbindliche Kapazitätsprodukte über die für diese Tarife definierte Bandbreite hinaus. Es bliebe unklar, wie die Tarife einzelner verbindlicher Kapazitätsprodukte festgelegt und welche Faktoren die gewählte Rabatthöhe beeinflussen würden.

4. Transparenz

39 Zusätzlich empfiehlt ACER mehr Transparenz durch ein benutzerfreundlicheres Veröffentlichungsformat, insb. bei der Berechnung der CWD-Tarife sowie bei der Einstufung des Nominierungsersatzverfahrens als Systemdienstleistung.

III. Sonstiges

40 Nicht Gegenstand dieses Festlegungsverfahrens ist die Frage, ob die Referenzpreismethode abweichend von Art. 10 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 separat anzuwenden ist, Art. 10 Abs. 2 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460, was gemäß Art. 10 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 ohnehin grundsätzlich nur befristet möglich wäre. Ein entsprechendes Festlegungsverfahren wurde durch die Beschlusskammer nicht eingeleitet. Das erneut parallel eingeleitete Verfahren zur Festlegung eines wirksamen Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern des bundesweiten Marktgebiets (BK9-24/607, „AMELIE

2026“) betrifft lediglich den bei der gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode nach Art. 10 Abs. 3 S. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 einzuführenden Ausgleichsmechanismus.

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

B.

42 Mit dieser Festlegung erlässt die Bundesnetzagentur gemäß Art. 27 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 eine begründete Entscheidung zu allen in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 genannten Punkten.

43 Die vorgenommenen Entscheidungen fallen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 3 und 4 EnWG i.V.m. Art. 71 Abs. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2024/1789 i.V.m. Art. 4 Abs. 1, 2 und 4, Art. 6 Abs. 4 lit. c und Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

44 Gemäß § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG ist grundsätzlich die Große Beschlusskammer für bundesweit einheitliche Festlegungen über die Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und über die Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Abs. 3 EnWG zuständig. Zwar werden die zitierten rechtlichen Grundlagen der Verordnung (EU) 2017/460 nicht direkt in § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG genannt, allerdings entsprechen diese dem Themenblock „Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte“ nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 2a) EnWG (welcher im § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG genannt wird), so dass eine Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer für die bundesweit einheitliche Festlegung vorliegt. Mit Verfügung vom 06.02.2024 hat der Vorsitzende der Großen Beschlusskammer die Festlegung REGENT 2026 gemäß § 59 Abs. 3 S. 4 EnWG der Beschlusskammer 9 zurückübertragen.

I. Festlegung einer Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 1 des Tenors)

45 Die Entscheidung gemäß Ziffer 1 des Tenors zur Referenzpreismethode beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 3 und 4 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460.

46 Hiernach ist eine Referenzpreismethode zur Berechnung von Referenzpreisen für denjenigen Teil der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen festzulegen, der durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte zu erzielen ist, Art. 3 S. 2 Nr. 2 der Verordnung (EU) 2017/460. Der Referenzpreis ist der Preis für ein Kapazitätsprodukt für verbindliche Kapazitäten mit einer Laufzeit von einem Jahr, Art. 3 S. 2 Nr. 1 der Verordnung (EU) 2017/460. Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sind grundsätzlich durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte zu erzielen, Art. 4 Abs. 3 S. 1 der Verordnung (EU) 2017/460.

1. Beschreibung der Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460

47 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 ist die vorgesehene Referenzpreismethode zu beschreiben. Diese Beschreibung ergibt sich aus dem Wortlaut von Tenorziffer 1. Bei den kontrahierten Kapazitäten wurde explizit klargestellt, dass auf die unangepassten kontrahierten Kapazitäten abzustellen ist, da Mehr- und Mindererlöse durch Multiplikatoren bzw. Abschläge in der Systematik der Verordnung (EU) 2017/460 nicht Teil der Referenzpreismethode, sondern (im zweiten Schritt) bei der Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 zu berücksichtigen sind.

48 Im Vergleich zur Festlegung REGENT 2021 wurde die Regelung zur entgeltfreien Einspeisung von Biogas aus der Tenorziffer 1 gestrichen. Denn nunmehr gelten gemäß Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 lit. a und UAbs. 2 der Verordnung (EU) 2024/1789 die dort geregelten Nachlässe für erneuerbares Gas und für kohlenstoffarmes Gas an Einspeisepunkten aus Erzeugungsanlagen für erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas von 100 % bzw. 75 % im Ergebnis ab dem Geltungszeitpunkt der nächsten Entgeltfestsetzung nach dem 05.02.2025, also ab dem 01.01.2026, da die nächste Entgeltfestsetzung im Mai 2025 für die Entgelte 2026 erfolgen wird.

49 Die Verordnung (EU) 2024/1789 ist in allen ihren Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedstaat. Die Möglichkeit einer Entscheidung nach Art. 18 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2024/1789 bleibt von dieser Festlegung unberührt.

2. Parameter für die Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) der Verordnung (EU) 2017/460

50 Nach Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) Unterziffern 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/460 sind die indikativen Informationen gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 zu beschreiben, also die in der Referenzpreismethode verwendeten Parameter hinsichtlich der technischen Merkmale des Fernleitungsnetzes.

a) Beschreibung der Kapazitäten

51 Im Fall einer einheitlichen Briefmarke gemäß Tenorziffer 1 umfasst diese Beschreibung lediglich die prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen, Art. 30 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460.

52 Um diesen Punkt umzusetzen, hat die Bundesnetzagentur die für das Kalenderjahr 2026 prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten, unangepassten Kapazitäten aller Ein- und Ausspeisepunkte der Fernleitungsnetzbetreiber abgefragt.

53 Die Summe der gemeldeten Kapazitäten ist in Anlage 1 ausgewiesen. Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) Unterziffer 1 der Verordnung (EU) 2017/460 ist zu begründen, wieso dieser Parameter angewandt wird. Die Begründung liegt darin, dass die jeweils gebuchte bzw. bestellte Kapazität ein wesentlicher Kostentreiber ist, also gemäß Art. 3 S. 2 Nr. 18 der Verordnung (EU) 2017/460 ein wesentliches Element der Tätigkeiten der Fernleitungsnetzbetreiber, das Auswirkungen auf deren Kosten hat. Über die Kapazitäten wird die Transportdienstleistung der Fernleitungsnetzbetreiber vermarktet. Dieser Parameter ermöglicht eine sachgerechte, anteilige Zuordnung der durch die Vorhaltung des gesamten Leitungssystems verursachten Kosten auf die Nutzer des Leitungssystems. In Art. 5 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 wird die prognostizierte kontrahierte Kapazität explizit als möglicher Kostentreiber genannt und auch die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 erkennt die prognostizierte Kapazität als einen Kostentreiber an. Nähere Begründungen zu der Geeignetheit als Kostentreiber und auch zum Verwerfen der Distanz als komplementären Kostentreiber vor dem Hintergrund der Komplexität und Vermaschung der deutschen Fernleitungsnetze finden sich in Abschnitt B.I.5.b).

54 Die Beschlusskammer erachtet hingegen die technische Kapazität (im Sinne von Art. 2 Abs. 1 Nr. 19 der Verordnung (EU) 2024/1789 die verbindliche Höchstkapazität, die den Netznutzern unter Berücksichtigung der Netzintegrität und der betrieblichen Anforderungen des Fernleitungsnetzbetreibers oder gegebenenfalls des Verteilernetzbetreibers oder des Wasserstoffnetzbetreibers angeboten werden kann) generell nicht als geeigneten Kostentreiber. Beim Ansatz der technischen Kapazität ergibt sich lediglich eine abstrakte Betrachtung der Leistungsfähigkeit der einzelnen Ein- und Ausspeisepunkte. Es würde ein Bezug zur Verteilung der Kosten in einer Entgeltperiode auf die voraussichtlichen Transportwünsche der Netznutzer fehlen, deren Buchungsverhalten (und damit die jeweils gebuchte bzw. bestellte Kapazität) maßgeblich ist für die Frage, in welchem Maße die bestehenden Kosten auf die Netznutzer zu verteilen sind. Jedoch hat die Beschlusskammer die technische Kapazität zur Berechnung des Auslastungsgrades verschiedener Punkttypen herangezogen (siehe hierzu Abschnitt B.I.5.b)(2)(ii)).

55 Die Fernleitungsnetzbetreiber bieten zudem mithilfe wirtschaftlich zumutbarer Maßnahmen dem Markt zusätzliche langfristig buchbare fest frei zuordenbare Kapazitäten über das ausschließlich durch die Netzanlagen darstellbare Maß hinaus an (siehe hierzu das entsprechende Festlegungsverfahren ANIKA der Beschlusskammer 7, Az. BK7-23-043, Beschluss vom 21.03.2024 sowie die entsprechenden Ausführungen zu den Auswirkungen in Abschnitt B.I.5.b)(1)(vii)). Darüber hinaus werden auf Grund der Renominierungsbeschränkungen am Vortag zusätzliche kurzfristig buchbare Kapazitäten durch die Fernleitungsnetzbetreiber vermarktet (siehe hierzu das entsprechende

Festlegungsverfahren KARLA GAS 1.1 der Beschlusskammer 7, Az. BK7-15-001, Beschluss vom 14.08.2015).

56 Neben den entsprechenden indikativen Informationen sind gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) Unterziffer 2 der Verordnung (EU) 2017/460 auch die angewandten Annahmen zu konsultieren. Den Fernleitungsnetzbetreibern ist im Vorfeld dieser Entscheidung auferlegt worden, unter anderem die Kapazitätsprognosen für das Jahr 2026 abzuschätzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Kapazitätsprognose die gebuchten bzw. bestellten Kapazitäten der Vorjahre durch Schätzungen fortgeschrieben. In der Regel basierte die Kapazitätsprognose auf dem Entgeltmodell für das Jahr 2024, es sei denn für das Jahr 2026 lagen bereits höhere Buchungen vor. Des Weiteren wurden absehbare Entwicklungen bzw. klare Buchungsverlagerungen berücksichtigt. Hinsichtlich der bestellten Kapazitäten wurden teilweise – basierend auf der Bestellung von 2024 oder der Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber – sich abzeichnende leichte Reduktionen vorgenommen.

57 Folgende Anpassungen sind durch die Beschlusskammer an den von den Fernleitungsnetzbetreibern im März bzw. April 2024 gemeldeten prognostizierten Daten vorgenommen worden. Anhand einzelner Rückfragen der Beschlusskammer zu auffälligen Werten bei der technisch verfügbaren Kapazität (TVK) wurden von einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern auch korrigierte Buchungsprognosen übermittelt. In der Regel ergaben sich diese Korrekturen an VIP-Punkten, an denen von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern Kapazitäten zusammengefasst und über den VIP vermarktet werden. Diese Korrekturmeldungen wurden von der Beschlusskammer auf Plausibilität geprüft und übernommen.

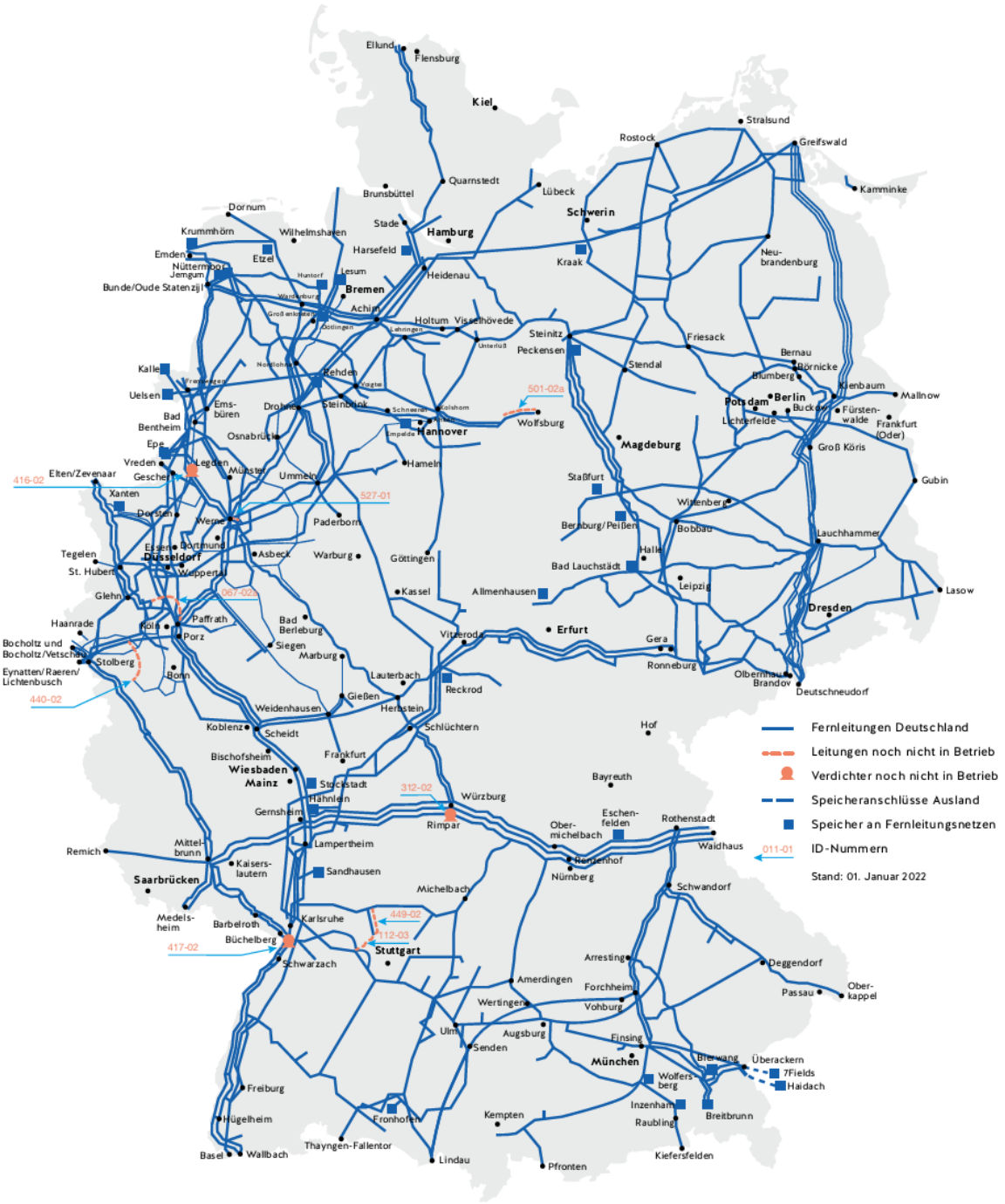
58 Zudem wurden vom Fernleitungsnetzbetreiber bayernets sowohl Buchungsprognosen mit einer direkten Nutzungsmöglichkeit zum VHP als auch Buchungsprognosen mit Nutzungsmöglichkeiten zum Speicher Haidach unter Berücksichtigung eines Benchmarking-Tarifs abgegeben. Ein Benchmarking-Tarif ist in dieser Festlegung jedoch nicht mehr vorgesehen (siehe III.2), daher wurden die Werte, auf Basis von Erläuterungen des Netzbetreibers, entsprechend angepasst.

b) Beschreibung der Fernleitungsnetzstruktur

59 Sofern Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) der Verordnung (EU) 2017/460 auf Art. 30 Abs. 1 lit. a Ziffer iv) der Verordnung (EU) 2017/460 verweist, ist festzuhalten, dass eine ausreichend detaillierte Darstellung der Fernleitungsnetzstruktur kein in der Referenzpreismethode verwendeter Parameter und damit nicht förmlich zu konsultieren ist sowie nicht zwingend Teil dieses Beschlusses sein muss. Aus Transparenzgründen und da hierauf noch im Rahmen der Darlegung der Komplexität des Fernleitungsnetzes im Rahmen von Art. 7 S. 2 lit. b) der

Verordnung (EU) 2017/460 einzugehen sein wird, stellt die Beschlusskammer im Folgenden dennoch die Fernleitungsstruktur dar. Hierzu macht sie sich entsprechende Übersichtskarten aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022 – 2032 zu Eigen. Dargestellt ist überblicksmäßig das gesamte deutsche Fernleitungsnetz über beide Gasqualitäten:

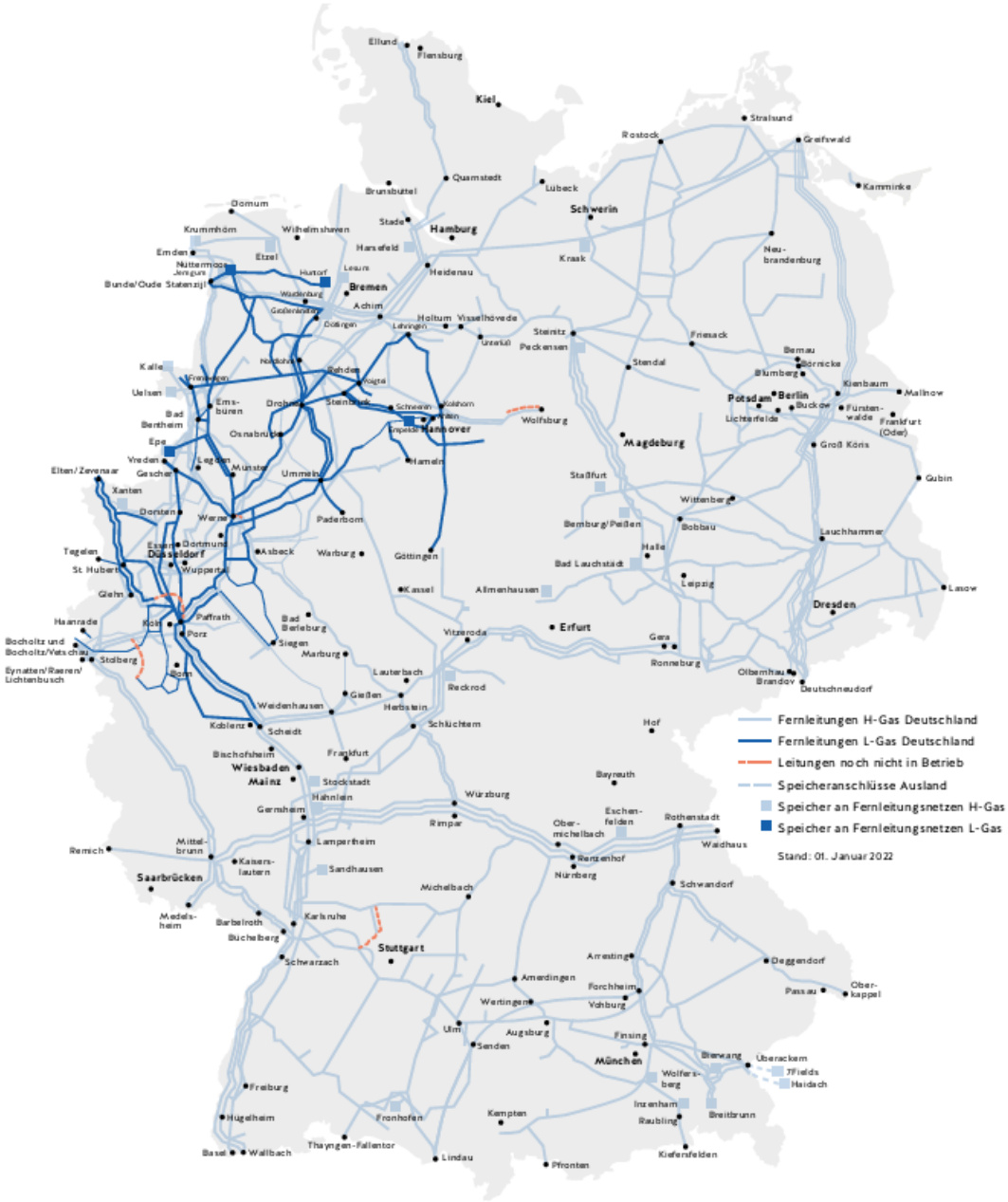
60 *Abbildung 1: Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022 - 2032 (Stichtag 01. Januar 2022), Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Gas 2022 - 2032 vom 20.03.2024, S. 77.*



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

61 Ergänzend ergeben sich aus der nachfolgenden Abbildung übersichtsmäßig die entsprechenden H-Gas- und L-Gas-Strukturen. Dies ist insofern von Bedeutung, als dass die hier zu beschließende Referenzpreismethode auf ein qualitätsübergreifendes Marktgebiet anzuwenden ist. Die Steigerung der Komplexität aufgrund des qualitätsübergreifenden Charakters des Marktgebiets ist insofern von Relevanz.

62 *Abbildung 2: H-Gas und L-Gas Transportnetz, Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Gas 2022 - 2032 vom 20.03.2024, S. 73.*



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

3. Indikative Referenzpreise gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iii) der Verordnung (EU) 2017/460

63 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iii) der Verordnung (EU) 2017/460 sind die indikativen Referenzpreise der Konsultation zu unterziehen. Der indikative Referenzpreis für die bei der gemäß Art. 10 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 von allen Fernleitungsnetzbetreibern eines Ein- und Ausspeisesystems gemeinsam anzuwendenden Referenzpreismethode ist in der Anlage 1 für die Referenzpreismethode gemäß Tenorziffer 1 (einheitliche Briefmarke) ausgewiesen. In Anlage 1 ist der indikative Referenzpreis vor und nach der Anpassung gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 ausgewiesen. Der Preis vor der Anpassung berücksichtigt nicht, dass die prognostizierten kontrahierten Kapazitäten je nach Buchungsverhalten der Netznutzer zu unterschiedlichen Erlösen aufgrund von Multiplikatoren und Abschlägen führen. Eine Anpassung mit dem in Anlage 1 ausgewiesenen indikativen Faktor ermöglicht es den Fernleitungsnetzbetreibern, die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen auch tatsächlich zu erwirtschaften. Ausgehend von den Angaben der Netzbetreiber zu prognostizierten Kapazitäten und indikativen Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen hat die Beschlusskammer den indikativen Referenzpreis selbst berechnet.

64 Bei der Berechnung des Referenzpreises nach Anpassung gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 hat die Beschlusskammer alle bis zur Beschlussfassung vorliegenden Erkenntnisse zu den Eingangsparametern der Berechnung berücksichtigt. Bezüglich der zulässigen Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen wurden die abgefragten Werte der Fernleitungsnetzbetreiber angesetzt. Da eine Überprüfung der Beschlusskammer ergab, dass die Summe der von den Fernleitungsnetzbetreibern berechneten indikativen Erlöse nicht der Summe der zulässigen Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen entsprach, erhöhte die Beschlusskammer den von den Fernleitungsnetzbetreibern ermittelten indikativen Referenzpreis von 5,97 € pro kWh/h/a zunächst auf 6,11 € pro kWh/h/a. Ergänzend hat die Beschlusskammer die Auswirkungen der endgültigen Festlegung MARGIT 2025 (Az. BK9-23/612, Beschluss vom 28.05.2024) sowie der endgültigen Festlegung BEATE 2.1 (Az. BK9-24/608, Beschluss vom 28.08.2024) berücksichtigt. Durch diese Festlegungen wurde der Abschlag für unterbrechbare Kapazitätsprodukte an H-Gas-Punkten reduziert. Gleichzeitig wurde von der Beschlusskammer an den H-Gas-Punkten bei Bedarf der Abschlag für die bFZK- und DZK-Produkte je nach der individuell angewandten Rabatt-Systematik der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls reduziert. Zudem wurden von der Beschlusskammer die aktualisierten bzw. durch die Beschlusskammer korrigierten Kapazitätsprognosen berücksichtigt. Somit ergibt sich indikativ eine Absenkung des Referenzpreises nach Anpassung von 6,11 € pro kWh/h/a auf 6,06 € pro kWh/h/a. Der von

der Beschlusskammer ermittelte indikative Referenzpreis vor Anpassung in Höhe von 5,64 € pro kWh/h/a ist ebenfalls in Anlage 1 ausgewiesen.

65 Im Rahmen der Konsultation wurde teilweise Kritik an den unterschiedlich veröffentlichen Entgeltprognosen für das Jahr 2026 geäußert. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern Anfang Dezember 2024 veröffentlichten Informationen nach Art. 30 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 weisen für das Jahr 2026 einen indikativen Referenzpreis in Höhe von 7,07 € pro kWh/h/a aus. Dieser Prognosewert basiert auf einer anderen Datengrundlage sowie einem vereinfachten Entgeltmodell. Bezüglich der prognostizierten kontrahierten Kapazität wird in diesem vereinfachten Modell hinsichtlich der angepassten gebuchten Kapazitäten das Kapazitätsvolumen für die Berechnung des Referenzpreises des Jahres 2025 auf das Jahr 2026 übertragen. Das für 2026 fortgeschriebene prognostische angepasste Kapazitätsvolumen beträgt 473.991.868 kWh/h/a, während das detaillierter prognostizierte angepasste Kapazitätsvolumen im hiesigen Verfahren 529.195.879 kWh/h/a beträgt. Bezüglich der geschätzten zulässigen Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber im vereinfachten Entgeltmodell die zulässigen Erlöse des Jahres 2025 in Höhe von 3.179.012.442 € lediglich pauschal mit einem Inflationsindex von 5,9 % abzüglich eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in Höhe von 0,49 % angepasst, wodurch sich für das Jahr 2026 geschätzte zulässige Erlöse in Höhe von 3.350.997.015 € ergeben. Im hiesigen Verfahren werden prognostizierte Erlöse in Höhe von 3.206.927.026 € angesetzt.

66 Darüber hinaus weist die Beschlusskammer darauf hin, dass auch der in der Anlage 1 ausgewiesene indikative Referenzpreis eine unverbindliche Prognose für einen Zeitraum von 12 Monaten darstellt. Der konkrete Referenzpreis für das Jahr 2026 wird von den Fernleitungsnetzbetreibern im Mai 2025 ermittelt und anschließend veröffentlicht.

4. Prüfung der Kostenzuweisung gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iv) der Verordnung (EU) 2017/460

67 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iv) der Verordnung (EU) 2017/460 sind die Ergebnisse und Bestandteile der Prüfungen der Kostenzuweisungen gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 sowie die Einzelheiten dieser Bestandteile zu konsultieren.

68 Die Bewertung der Kostenzuweisung soll den Umfang der Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung auf der Grundlage der vorgeschlagenen Referenzpreismethode angeben, Art. 5 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460. Unter der systeminternen Netznutzung ist gemäß Art. 3 S. 2 Nr. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 der Gastransport innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems an Kunden zu verstehen, die an dieses Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen sind. Unter der

systemübergreifenden Netznutzung ist gemäß Art. 3 S. 2 Nr. 9 der Verordnung (EU) 2017/460 der Gastransport innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems an Kunden zu verstehen, die an ein anderes Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen sind.

69 Gemäß Art. 5 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 muss die Bewertung der Kostenzuweisung in Bezug auf Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen ausschließlich auf den Kostentreibern der technischen Kapazität, der prognostizierten kontrahierten Kapazität, der technischen Kapazität und der Distanz oder der prognostizierten kontrahierten Kapazität und der Distanz basieren. Da in der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke lediglich die prognostizierte kontrahierte Kapazität als Kostentreiber einfließt und gemäß Art. 5 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 die Bewertung der Kostenzuweisung auf der Grundlage der vorgeschlagenen Referenzpreismethode durchzuführen ist, hat die Beschlusskammer die Bewertung der Kostenzuweisung gemäß Art. 5 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 basierend auf der prognostizierten kontrahierten Kapazität durchgeführt.

70 In Anlage 2 sind aufgeschlüsselt nach Typen von Ein- und Ausspeisepunkten (informatorisch) die jeweilige technische Kapazität, die prognostizierte kontrahierte Kapazität (die in Einzelfällen aufgrund unterbrechbarer Kapazitäten über der technischen Kapazität liegen kann) sowie die auf die systeminterne und systemübergreifende Netznutzung entfallenden Erlöse angegeben. Ergänzend sind die sogenannten angepassten Kapazitäten ausgewiesen, also Kapazitätswerte, die mit Auf- und Abschlägen auf den Referenzpreis (Multiplikatoren und Rabatte) gewichtet wurden.

71 Folgende Arten von Einspeisepunkten werden ausgewiesen:

NKP (GÜP) – Grenzübergangspunkt
NAP (Erzeugung) – Anschluss inländischer Erzeugungsanlagen
NAP (LNG) – Anschluss LNG-Terminals
NAP (Sp) – Speicher
NAP (Bio) – Biogaseinspeisung
NAP (PtG) – Power-to-Gas

72 Folgende Arten von Ausspeisepunkten werden ausgewiesen:

NKP (GÜP) – Grenzübergangspunkt
NKP (iB) – Übergangspunkt nachgelagerte Verteilernetzbetreiber (interne Bestellung)
NAP (Sp) – Speicher
NAP (Lv) – Anschluss Letztverbraucher

73 Bei den Summen dieser Angaben handelt es sich um die Bestandteile der Prüfung der Kostenzuweisung; die jeweiligen Einzelwerte stellen die Einzelheiten dieser Bestandteile dar, vergleiche Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iv) der Verordnung (EU) 2017/460. Eine weitere

Aufschlüsselung der Daten liegt der Beschlusskammer vor. Diese Daten stellen jedoch zum Teil Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse etwa von Letztverbrauchern dar und werden deswegen nicht vollständig öffentlich zugänglich gemacht. Außerdem können Kapazitätsprognosen an einzelnen Punkten auch Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse von Fernleitungsnetzbetreibern darstellen, da es sich um interne Einschätzungen des Kundenverhaltens handelt.

74 Die Herleitung der prognostizierten Kapazitäten wurde bereits im Rahmen von Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) der Verordnung (EU) 2017/460 erörtert. Maßgeblich für die Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 ist die Aufteilung der prognostizierten Erlöse auf die systeminterne und systemübergreifende Netznutzung.

75 Die Gesamterlöse waren der Beschlusskammer unter Berücksichtigung von Anpassungen aufgrund von beispielsweise Multiplikatoren, Rabatten und saisonalen Faktoren sowie den Anpassungen gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. a) bis c) der Verordnung (EU) 2017/460 durch die Fernleitungsnetzbetreiber anzugeben. Ebenso ist eine Kostenzuweisung gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 in der Anlage 2 ausgewiesen, bei der als Kostentreiber die angepassten statt der unangepassten Kapazitäten verwendet wurden. Somit kann anhand des Tests der reine Effekt der Referenzpreismethoden und insb. der Effekt der unterschiedlichen Distanzen aufgezeigt werden (unter Egalisierung der Effekte aus Multiplikatoren und Rabatten). Diese Berechnung ergibt in Verbindung mit einem kapazitätsgewichteten Entry-Exit-Split einen Vergleichsindex von 0 %. Abweichungen hiervon durch Berücksichtigung eines Rabatts z.B. an Speicheranlagen oder Multiplikatoren haben keinen Aussagegehalt zur Bewertung einer Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung. Ohnehin zeigt dieser Gedankengang, dass bei einer Briefmarke als Referenzpreismethode und sich daraus ergebenden einheitlichen Referenzpreisen die Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 bezogen auf die Referenzpreismethode keine Aussagen trifft. Es wird lediglich bewertet, ob außerhalb der Referenzpreismethode liegende Faktoren wie Multiplikatoren oder Abschläge für unterbrechbare Kapazitäten zu höheren oder geringeren Reservepreisen für die systeminterne oder systemübergreifende Netznutzung führen. Aus Transparenzgründen wird die Bewertung der Kostenzuweisung dennoch durchgeführt.

76 Die systeminterne Netznutzung bezeichnet den Gastransport innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems an Kunden, die an dieses Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen sind, Art. 3 S. 2 Nr. 8 der Verordnung (EU) 2017/460. Die systemübergreifende Netznutzung bezeichnet den Gastransport innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems an Kunden, die an ein anderes Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen sind, Art. 3 S. 2 Nr. 9 der Verordnung (EU) 2017/460. Jedenfalls die Erlöse an den Ausspeisepunkten zu nachgelagerten

Verteilernetzbetreibern und Letztverbrauchern entfallen auf die systeminterne Netznutzung. Die Erlöse an Ausspeisepunkten an Speichern (Einspeicherung) wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern als systeminterne Netznutzung aufgefasst. Die Frage der Zuordnung der Erlöse an Speichern kann nicht eindeutig beantwortet werden, da einerseits ein Ausspeisepunkt an einem Speicher innerhalb des Ein- und Ausspeisesystem liegt und wie ein Kunde behandelt werden kann, der an das Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen ist. Dies würde eine Zuordnung zur systeminternen Netznutzung rechtfertigen. Andererseits ermöglicht diese Einspeicherung eine spätere Ausspeicherung, die wiederum (anteilig) sowohl der systeminternen als auch der systemübergreifenden Netznutzung zu Gute kommen kann, wie die Berechnungslogik des Art. 5 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 generell für Einspeisepunkte zeigt.

77 Um die mögliche Bandbreite abzudecken, hat die Beschlusskammer die Bewertung der Kostenzuweisung deswegen mehrfach durchgeführt und die Erlöse an den Ausspeisepunkten an Speichern in den in Anlage 2 ausgewiesenen Varianten

- ausschließlich zur systeminternen Netznutzung (entsprechend der Bewertung der Fernleitungsnetzbetreiber)
- anteilig entsprechend des Verhältnisses zwischen den prognostizierten kontrahierten Kapazitäten an unzweifelhaft der systeminternen bzw. systemübergreifenden Netznutzung dienenden Ausspeisepunkten (s.o., damit entfallen ca. 12 % auf die systemübergreifende Netznutzung)
- pauschal je 50 % zur systeminternen / systemübergreifenden Netznutzung
- ausschließlich zur systemübergreifenden Netznutzung

zugerechnet.

78 Eine weitere Unschärfe besteht in der Frage, inwiefern die Erlöse bei Einspeisepunkten der systeminternen bzw. systemübergreifenden Netznutzung zuzuordnen sind. Die Vorgaben in Art. 5 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 sehen einen pauschalen Ansatz vor. Demnach ergibt – sinngemäß – der Anteil der systemübergreifenden Ausspeisekapazitäten geteilt durch die Gesamtkapazitäten an den Einspeisepunkten das relevante Verhältnis für die Aufteilung der Erlöse an den Einspeisepunkten.

79 Das Ergebnis der Bewertung der Kostenzuweisung unter Zugrundelegung der in Art. 5 Abs. 2, 3 und 5 der Verordnung (EU) 2017/460 dargelegten Rechenschritte ist in Anlage 2 ausgewiesen. Lediglich in der Variante der kompletten Zuordnung der Erlöse und Kapazitäten an Ausspeisepunkten zu Speichern zur systemübergreifenden Netznutzung ergibt sich ein Index von 15,1 %. In den anderen Varianten ist der Vergleichsindex geringer als 10 %. Die komplette Zuordnung der Erlöse und Kapazitäten an Ausspeisepunkten zu Speichern zur systemübergreifenden Netznutzung ist jedoch keinesfalls sachgerecht und stellt auch eher

einen theoretischen Fall dar. Sachgerecht erscheint eine anteilige Zuordnung zur systemübergreifenden Netznutzung in Höhe von ca. 12 % (dies entspricht dem Verhältnis zwischen den prognostizierten kontrahierten Kapazitäten an unzweifelhaft der systeminternen bzw. systemübergreifenden Netznutzung dienenden Ausspeisepunkten).

80 Die Beschlusskammer hat den Test ergänzend für die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz in verschiedenen Varianten durchgeführt. Diesbezüglich wird auf Abschnitt B.I.5.e) verwiesen.

5. Bewertung der Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer v) der Verordnung (EU) 2017/460

81 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer v) der Verordnung (EU) 2017/460 ist die Bewertung der vorgesehenen Referenzpreismethode gemäß Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 zu konsultieren und festzulegen. Außerdem ist gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer vi) der Verordnung (EU) 2017/460, da die vorgesehene Referenzpreismethode nicht der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz gemäß Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 entspricht, ein Vergleich mit letzterer durchzuführen, zusammen mit einem Vergleich der jeweiligen Referenzpreise.

82 Nunmehr gilt ergänzend bzw. übergeordnet hierzu die Vorgabe in Art. 17 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2024/1789, wonach Mitgliedstaaten mit mehr als einem verbundenen Einspeise-/Ausspeisesystem oder mehr als einem Netzbetreiber innerhalb eines Einspeise-/Ausspeisesystems ein einheitliches Netzentgelt einführen können, um gleiche Wettbewerbsbedingungen für die Netznutzer zu schaffen, sofern ein Netzplan genehmigt wurde und ein Ausgleichsmechanismus zwischen den Netzbetreibern eingeführt wird. Diese Voraussetzungen für ein einheitliches Netzentgelt, also eine Briefmarke als Referenzpreismethode, liegen vor. Das deutschlandweite Marktgebiet THE wird von 15 Fernleitungsnetzbetreibern aufgespannt. Mittels der regelmäßigen Genehmigung von Szenario rahmen und Netzentwicklungsplänen (siehe hierzu §§ 15a ff. EnWG, zuletzt Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032) liegt ein genehmigter Netzplan vor. Mit der Festlegung AMELIE erfolgt ein wirksamer Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern. Schließlich werden mittels der Briefmarke als Referenzpreismethode insbesondere gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Marktteilnehmer geschaffen (siehe hierzu die Ausführungen unter (4)). Vor dem Hintergrund dieser Neuregelung besteht eine deutliche Indikation dafür, dass eine Briefmarke als sachgerechte Referenzpreismethode festgelegt werden kann.

83 Nach Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 muss die Referenzpreismethode mit Art. 13 der Verordnung (EG) 715/2009 (heute Artikel 17 Verordnung (EU) 2024/1789 im Einklang stehen

und darauf abzielen, es den Netznutzern zu ermöglichen, die Berechnung der Referenzpreise sowie deren genaue Prognose nachzuvollziehen, den bei der Erbringung der Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich entstandenen Kosten unter Berücksichtigung der Komplexität des Fernleitungsnetzes Rechnung zu tragen, Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten und eine unzulässige Quersubventionierung zu verhindern, wobei unter anderem die Bewertungen der Kostenzuweisung gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 zu berücksichtigen sind, sicherzustellen, dass ein erhebliches Mengenrisiko, insbesondere in Verbindung mit dem Gastransport über ein Ein- und Ausspeisesystem hinweg, nicht von den Endkunden dieses Ein- und Ausspeisesystems zu tragen ist, sowie zu gewährleisten, dass die resultierenden Referenzpreise den grenzüberschreitenden Handel nicht verzerren.

84 Gemäß Art. 17 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2024/1789 müssen die genehmigten Netzentgelte bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung transparent sein, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit die Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen. Die Netzentgelte oder die Methoden zu ihrer Berechnung werden auf nichtdiskriminierende Weise angewandt. Sie müssen den effizienten Gashandel fördern und Wettbewerb erleichtern, während sie gleichzeitig Quersubventionierungen zwischen den Netznutzern vermeiden und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten. Die Netzentgelte für die Netznutzer sind nichtdiskriminierend und werden pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festgelegt. Kostenaufteilungsmechanismen und Ratenfestlegungsmethoden bezüglich der Ein- und Ausspeisepunkte werden von den nationalen Regulierungsbehörden gebilligt. Zudem dürfen keine Netzentgelte auf Grundlage von Vertragspfaden berechnet werden. Gemäß Art. 17 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2024/1789 darf durch die Netzentgelte für den Netzzugang weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg verzerrt werden.

85 Einige der Anforderungen in Art. 7 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 und Art. 17 der Verordnung (EU) 2024/1789 decken sich oder unterscheiden sich nur graduell, während andere Anforderungen nur in Art. 7 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 oder nur Art. 17 der Verordnung (EU) 2024/1789 genannt werden. Im Folgenden werden die einzelnen Anforderungen und die Vereinbarkeit der vorgesehenen Referenzpreismethode mit diesen Anforderungen dargelegt. Da in Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer vi) der Verordnung (EU) 2017/460 ein methodischer Vergleich mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 angeordnet wird, wird bei jeder durch Art. 7 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 und Art. 17 der Verordnung (EU) 2024/1789 vorgegebenen Anforderung dieser methodische Vergleich durchgeführt. Die im Verfahren REGENT 2021 von

einigen Netzbetreibern vorgeschlagenen Referenzpreismethoden der netzpunkt-typspezifischen Briefmarke und der funktionsspezifischen Briefmarke anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben werden anhand der genannten Kriterien im Vergleich bewertet. Zu den Darstellungen und Bewertungen dieser Methoden wird auf die Festlegung REGENT 2021 verwiesen. Die Beschlusskammer hält diesbezüglich fest, dass diese Methoden bei den krisenbedingten Entwicklungen der Gasmärkte in den vergangenen Jahren zu voraussichtlich massiven Verwerfungen geführt und somit dazu geführt hätte, dass der systemübergreifende Transport sich sprunghaft sehr deutlich verteuert hätte. Der deutliche Rückgang von Transitmengen und die Flussverlagerungen hätten durch diese Methoden nicht derart abgebildet werden können, dass ein stabiles und verlässliches Entgeltsystem vorgelegen hätte. Denn wesentliche Teile der Kosten hätten von einer stark reduzierten Kostenträgerbasis erwirtschaftet werden müssen, was insoweit eine Entgeltspirale zur Folge hätte haben können. Die Punkttypen der systeminternen Netznutzung wären hingegen, aufgrund der nach wie vor hohen und stabilen Auslastung, nicht von solchen Schwankungen und Erhöhungen betroffen gewesen. Im Rahmen der nach der Festlegung BK9-22/615 erfolgten Neuberechnung konnten diese Effekte durch die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke aufgefangen werden, da alle Punkte gleichermaßen mit den Effekten aus Kostensteigerungen und Mengenrückgängen belastet wurden, obwohl die Mengenrückgänge im Wesentlichen auf die systemübergreifende Netznutzung zurückzuführen sind (siehe hierzu die Ausführungen unter (2) zur quantitativen Analyse und zur Quersubventionierung zwischen der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung).

86 Bezüglich der Gewichtung der Kriterien besteht kein Vorrang etwa des Kriteriums der Verursachungsgerechtigkeit nach Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460. Dies ergibt sich bereits aus Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460 selbst, wonach den bei der Erbringung der Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich entstandenen Kosten unter Berücksichtigung der Komplexität des Fernleitungsnetzes (lediglich) Rechnung zu tragen ist. Auf eine weitergehende Verursachungsgerechtigkeit über den Grad des „Rechnungstragens“ hinaus kommt es vom Wortlaut demnach nicht an. Dies wird gestützt durch den Wortlaut des Erwägungsgrundes Nr. 3 der Verordnung (EU) 2017/460, wonach in einem Entry-Exit-System ein angemessenes Maß an Verursachungsgerechtigkeit zu gewährleisten ist.

87 Zudem zeigt der Erwägungsgrund Nr. 2 der Verordnung (EU) 2017/460, dass das Kriterium der Transparenz von hoher Relevanz ist. Hiernach sind eine größere Transparenz der Fernleitungsentgeltstrukturen und der Verfahren zu ihrer Festlegung für die Erreichung der Ziele der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (heute Verordnung (EU) 2024/1789) von entscheidender Bedeutung. Hiernach sollen die Regelungen gemäß Erwägungsgrund Nr. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 zur Marktintegration beitragen, die Versorgungssicherheit

erhöhen und den Verbund der Gasnetze fördern. Vor diesem Hintergrund muss eine Referenzpreismethode auch den Transparenzanforderungen gemäß Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 gerecht werden.

88 Im Einzelnen:

a) Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460

89 Gemäß Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 soll die Referenzpreismethode darauf abzielen, es den Netznutzern zu ermöglichen, die Berechnung der Referenzpreise sowie deren Prognose nachzuvollziehen. Damit wird die in Art. 17 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2024/1789 geregelte allgemeine Anforderung der Transparenz der Tarife oder der Methoden zu ihrer Bestimmung näher konkretisiert.

(1) Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke

90 Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke wird dieser Anforderung gerecht. Die Berechnung erfolgt durch Division der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen durch die prognostizierten kontrahierten Kapazitäten, so dass eine größtmögliche Nachvollziehbarkeit für alle Marktteilnehmer gewährleistet ist. Bei Anpassungen der Schätzung der beiden Inputparameter sind zudem die Auswirkungen auf die Referenzpreise direkt ersichtlich. Zudem sind diese Parameter gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 zu veröffentlichen, so dass insoweit eine größtmögliche Transparenz auch im Zeitverlauf gewährleistet ist.

(2) Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz

91 Im Vergleich hierzu erfüllt die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 die Anforderungen von Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 nicht bei der gegebenen Komplexität des hier relevanten Marktgebietes. Zur Berechnung und Nachvollziehung der Referenzpreise nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 sind tiefgreifende Kenntnisse von Interna der Fernleitungsnetzbetreiber erforderlich, die Marktteilnehmer nicht haben können, da es sich zum Teil um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse dritter Unternehmen (etwa im Fall von Kapazitätsprognosen von Letztverbrauchern) oder um sicherheitsrelevante Informationen wie die genauen Standorte und kapazitätsmäßige Bedeutung von Einrichtungen der Energieversorgung handelt. Auch erforderliche Gasflussszenarien nach Art. 3 S. 2 Nr. 20 der Verordnung (EU) 2017/460 sind Interna, die von Marktteilnehmern nicht ohne weiteres nachvollzogen oder modelliert werden können. Bei Anwendung von Clustern (Art. 3 S. 2 Nr. 19 der Verordnung (EU) 2017/460) zur Vereinfachung der Berechnung der Referenzpreismethode nach Art. 8 der Verordnung (EU)

2017/460 kommt es zwar zu Erleichterungen bei der Berechnung, im Ergebnis aber auch zu einer gewissen Scheingenauigkeit der Ergebnisse.

92 Zudem ist die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 wenig fehlerrobust. Fehler, die aufgrund der hohen Komplexität der Methode nicht auszuschließen sind, könnten aufgrund der fehlenden Nachvollziehbarkeit der Methode außerdem unentdeckt bleiben. Darüber hinaus werden bei dieser Methode die Kostentreiber Anlagenalter, Designparameter, Gasbeschaffenheit an den Einspeisepunkten oder Druckdifferenz zwischen Eingangs- und Ausgangsgasdruck, außer Acht gelassen. Dadurch besteht die Gefahr einer Übergewichtung des Kostentreibers Distanz im Vergleich zu anderen Kostentreibern.

93 Hinzu kommt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber einstimmig darauf hingewiesen haben, dass für eine Anwendung der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz zwingend weitere Konkretisierungen der Modellausgestaltung notwendig sind. Dabei sind die Ergebnisse der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz im hohen Maße von den gewählten Grundannahmen und Eingangsparametern abhängig. Nur kleine Änderungen der Annahmen, z.B. über uni- oder bidirektionale Ausgestaltung von Netzkopplungspunkten oder die Verknüpfung der H- und L-Gasnetze, führen zu völlig unterschiedlichen Tarifen. Dabei wird in vielen Fällen eine eindeutige Präferenz zu einer Annahme gegenüber einer anderen im sehr komplexen deutschen Netzzugangssystem kaum sachgerecht möglich sein.

94 Auch die Prognosegüte ist bei der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke erheblich besser, da punktspezifische Kapazitätsprognosen aufgrund der Kumulierung der Werte und anschließenden Durchschnittsbildung nicht einen derart großen (punktspezifischen) Einfluss haben wie bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz. Bei der Briefmarke hängt die Güte der Prognose nur davon ab, wie gut die Prognose der Entwicklung der Gesamtkapazitäten ausfällt. Anders als bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 ergeben sich bei der Referenzpreismethode der Briefmarke aufgrund der gemeinsam insgesamt atmenden Preise keine volatilen Entgelte aufgrund der Einführung neuer Punkte oder durch Lastflussverlagerungen.

95 Bei der Anwendung der kapazitätsgewichteten Distanz besteht zudem die Gefahr signifikanter Schwankungen der Entgelte und in Folge erhebliche Mengenrisiken welche vom Endkunden zu tragen wären. Auch eine Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels ist auf Grund der Volatilität der Entgelte nicht auszuschließen.

96 Die Prognose der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen ist für jede Referenzpreismethode in gleichem Maße ausschlaggebend und daher für die vergleichende Bewertung von Referenzpreismethoden irrelevant.

(3) Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke

97 Auch die im Verfahren REGENT 2021 vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke wird den Anforderungen von Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 grundsätzlich gerecht, wobei aufgrund der erhöhten Komplexität im Vergleich zur Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke die Transparenz etwas gemindert ist. Darüber hinaus bleiben bei dem Vorschlag aus dem Verfahren REGENT 2021 einige Einzelfragen zur konkreten Berechnung offen. So kann die Aufteilung der Erlöse auf die einzelnen Punkttypen anhand der laufzeit- und anteilswertgewichteten Kapazitäten oder anhand der ungewichteten Kapazitäten vorgenommen werden. Im Rahmen früherer Konsultationsverfahren wurden beide Varianten in die Diskussion eingebracht. Bei Verwendung der ungewichteten Kapazitäten stellt sich die Anschlussfrage, ob die Anpassung der netzpunkttypspezifischen Referenzpreise nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 gesamthaft erfolgen soll oder ob nicht eine punkttypinterne Anpassung die sachgerechte Lösung wäre. Bei einer gesamthaften Anpassung und auch bei Verwendung der angepassten Kapazitäten im ersten Schritt hätten andere Punkttypen beispielsweise die Rabatte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte in Form von DZK zu tragen. Dies mag bei zwingend zu rabattierenden Speicherpunkten sachgerecht sein, ist jedoch im Übrigen im Hinblick auf Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460 näher zu erörtern. Jedenfalls erhöhen diese notwendigen Zwischenschritte die Komplexität und Fehleranfälligkeit der Methode.

(4) Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke

98 Die Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke erfüllt hingegen das Kriterium der Transparenz kaum bzw. in einem signifikant verminderten Maße. Anders als von den Befürwortern dieser Methode im Verfahren REGENT 2021 aufgeführt, kommt es hierbei nicht entscheidend auf einen Vergleich mit dem Grad der Transparenz der kapazitätsgewichteten Distanz an, denn dieser Vergleich entspricht lediglich der Frage, ob einer Referenzpreismethode die Distanz als weiterer Kostentreiber hinzugefügt wird (was mit einer erhöhten Komplexität jedweder Methode einhergeht). Die Ergebnisse der Konsultation im Verfahren REGENT 2021 und die darauf aufbauenden Bewertungen der Beschlusskammer legen vielmehr nahe, dass sich aufgrund der Vielzahl von Einzelfragen im Zusammenhang mit dieser Methode ein hoher Grad der Intransparenz einstellen würde.

(i) Transparenz im Hinblick auf technische Abgrenzungskriterien

99 Selbst bei einem äußerst einfachen Abgrenzungskriterium von z. B. 700 mm Leitungsdurchmesser zur Trennung der Netzfunktionen wurden im Rahmen der Konsultation

im Verfahren REGENT 2021 zahlreiche Gegenbeispiele geltend gemacht, die eine abweichende Bewertung erforderlich machen könnten. Bezüglich Punkten wie Speichern und Gaskraftwerken wurde im Rahmen der Konsultation im Verfahren REGENT 2021 von Marktteilnehmern zudem eine von den technischen Anschlusskriterien abweichende Beurteilung geltend gemacht. Derartige Sonderregelungen würden die Komplexität und Intransparenz der Methode erhöhen.

100 Die Nachvollziehbarkeit der Methode für die Netzkunden wird durch die steigende Komplexität der Berechnung stark vermindert. Zudem wird die Menge der benötigten Eingangsdaten zusätzlich um bestimmte Strukturparameter erweitert. Die Beschlusskammer hat bereits in mehreren Verfahren zur Durchführung von Effizienzvergleichen die Erfahrung gemacht, dass die Erhebung, Plausibilisierung und Validierung von Strukturdaten häufig mit Komplikationen, Datenfehlern und der Notwendigkeit umfangreicher Korrekturen und Nacherhebungen einhergehen. Die jährliche Durchführung einer solchen Erhebung zur Ermittlung der jeweils aktuellen Referenzpreise, die noch dazu im kooperativen Zusammenwirken von den Fernleitungsnetzbetreibern selbst ohne Mitwirkung der Beschlusskammer und innerhalb eines relativ kurzen Zeitraums zu organisieren wäre, erscheint zumindest anspruchsvoll und mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Es ist fraglich, ob ein solches Vorgehen ein für den Markt hinreichendes Maß an Transparenz bieten könnte. Zudem gilt auch hier, dass kleine Änderung bei den zwingend vorzunehmenden Annahmen zu völlig anderen Tarifen führen würde.

(ii) Transparenz im Hinblick auf die Abgrenzung von Kosten

101 Zudem hat sich im Rahmen des in der Konsultation im Verfahren REGENT 2021 vorgelegten Ergänzungsgutachtens von DNV GL gezeigt, dass bezüglich der entscheidenden Frage der Kostenzuweisung für Dritte kaum nachvollziehbare Einzelentscheidungen erfolgen müssten. Konkret wurden im Ergänzungsgutachten Einschätzungen abgegeben, inwieweit die Zuordnung von Netzanlagen, Kapitalkosten und Betriebskosten in Form einer direkten Zuordnung oder unter Verwendung eines Gemeinkostenschlüssels erfolgen kann. In Bezug auf die Netzanlagen wurde die Ansicht vertreten, dass Erdgasverdichteranlagen und Rohrleitungen/Hausanschlussleitungen direkt zugeordnet werden können, während allgemeine Anlagen, Gasbehälter sowie Mess-, Regel-, und Zähleranlagen teilweise direkt und teilweise unter Heranziehung eines Gemeinkostenschlüssels zugeordnet werden müssten. Bei Fernwirkanlagen käme lediglich die Zuordnung mittels eines Schlüssels in Frage. In Bezug auf die Komponenten der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung wäre eine direkte Zuordnung des betriebsnotwendigen Vermögens I, des betriebsnotwendigen Eigenkapitals I sowie der kalkulatorischen Gewerbesteuer möglich, während das betriebsnotwendige Vermögen II, das betriebsnotwendige Eigenkapital II sowie die Fremdkapitalzinsen teilweise direkt und teilweise über Verwendung eines Gemeinkostenschlüssels zugeordnet werden

müssten. Für die Zuordnung des Abzugskapitals käme hingegen nur die Zuteilung mittels Schlüsselung in Frage.

102 Es ist jedoch hierbei nicht nachvollziehbar, dass das betriebsnotwendige Vermögen I bzw. das betriebsnotwendige Eigenkapital I vollständig direkt den Netzfunktionen zugeordnet werden kann, wenn zuvor nach der geäußerten Ansicht des Gutachters Netzanlagen, die einen wesentlichen Bestandteil des betriebsnotwendigen Vermögens I und des betriebsnotwendigen Eigenkapitals I in Form des kalkulatorischen Sachanlagevermögens ausmachen, nicht vollständig direkt zugeordnet werden können. In Bezug auf die Anlagengruppe „Fernwirkanlagen“ wurde z.B. die Ansicht vertreten, dass diese nur durch Anwendung eines Gemeinkostenschlüssels zugeordnet werden können. Hier ist ihr Ansatz offenkundig widersprüchlich.

103 Die Widersprüche verstärken sich noch weiter, je stärker durch das Ergänzungsgutachten in die Berechnung der kalkulatorischen Kosten vorgedrungen wird. In Bezug auf das betriebsnotwendige Vermögen II und betriebsnotwendige Eigenkapital II war der Gutachter wiederum der Ansicht, dass hier eine teilweise direkte Zuordnung und teilweise eine Zuordnung unter Verwendung eines Gemeinkostenschlüssels zur Anwendung kommt. Der Unterschied zwischen betriebsnotwendigem Vermögen I und II bzw. betriebsnotwendigem Eigenkapital I und II liegt indes lediglich in der anteiligen Bewertung zu Tagesneuwerten der gleichen Anlagen des Sachanlagevermögens. Es erschließt sich nicht, warum das betriebsnotwendige Vermögen I und das betriebsnotwendige Eigenkapital I direkt zugeordnet werden können, während das betriebsnotwendige Vermögen II und betriebsnotwendige Eigenkapital II nur teilweise direkt zugeordnet werden kann.

104 Die kalkulatorische Gewerbesteuer stellte aus Sicht des Gutachters wiederum eine Position dar, die direkt zugeordnet werden kann. Auch diese Einschätzung ist nicht nachvollziehbar, da hinsichtlich der kalkulatorischen Bemessungsgrundlage der kalkulatorischen Gewerbesteuer – also das betriebsnotwendige Eigenkapital II bzw. die daraus resultierende Eigenkapitalverzinsung – zuvor die Auffassung vertreten wurde, dass dieses nur teilweise direkt zugeordnet werden könne.

105 Als mögliche Schlüssel, die das Kriterium eines hohen Präzisionsgrades erfüllen, kämen aus Sicht des Gutachters die Restwerte der zuordenbaren Anlagen, Anschaffungs-/Herstellungskosten der Gasleitungen, Indikatoren wie Netzlänge oder Vollzeitäquivalente von Mitarbeitern und Expertenschätzungen oder arbiträre Aufteilungen in Frage. Im Gutachten finden sich jedoch lediglich allgemeine theoretische Ausführungen zu den aufgezeigten Schlüsselvarianten. Die Geeignetheit der Schlüssel zur Gewährleistung einer sachgerechten und hinreichend präzisen Kostenzuordnung für das deutsche System wird hingegen nicht

dargelegt. Diese Fülle der Abgrenzungsfragen belegt anschaulich die Intransparenz der vorgeschlagenen Methode der funktionsspezifischen Briefmarke.

(5) Bewertung der Transparenz der Referenzpreismethoden

106 Nach alledem erfüllt die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke die Anforderungen des Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 am besten, denn sie ermöglicht den Netznutzern, die Berechnung der Referenzpreise sowie deren Prognose nachzuvollziehen. Die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 wird diesen Anforderungen nicht annähernd so gut gerecht. Die im Verfahren REGENT 2021 vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke erfüllt diese Anforderungen ebenfalls, wenn auch nicht in gleichem Maß wie die Referenzpreismethode der Briefmarke. Zudem sind bezüglich dieser Methode einige Fragen zur konkreten Ausgestaltung wie dargelegt offengeblieben. Die im Verfahren REGENT 2021 vorgeschlagene Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke erfüllt das Kriterium hingegen kaum und wird den Anforderungen von Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 nicht gerecht.

b) Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460

107 Gemäß Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460 soll die Referenzpreismethode darauf abzielen, den bei der Erbringung von Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich entstandenen Kosten unter Berücksichtigung der Komplexität des Fernleitungsnetzes Rechnung zu tragen. Damit wird die in Art. 17 der Verordnung (EU) 2024/1789 geregelte Anforderung konkretisiert, dass die genehmigten Tarife oder Methoden zu ihrer Berechnung die Ist-Kosten widerspiegeln müssen (soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen).

108 Der einschränkende Zusatz zu den Ist-Kosten in Art. 17 der Verordnung (EU) 2024/1789 wird durch die Vorgaben der GasNEV und der ARegV (ab dem 01.01.2028 §§ 21, 21a EnWG i.V.m. entsprechenden Festlegungen) hinreichend erfüllt und ist lediglich für die Frage der Höhe der Erlösobergrenzen und damit auch der Höhe der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, nicht jedoch für die methodische Bewertung einer Referenzpreismethode relevant. Dies bedeutet jedoch nicht, dass die Referenzpreismethode unabhängig von den Ist-Kosten festgelegt werden könnte. Im Gegenteil ist das Maß der Verursachungsgerechtigkeit ein zentraler Punkt für eine sachgerechte Referenzpreismethode.

(1) Komplexität des Fernleitungsnetzes

109 Die Referenzpreismethode der Briefmarke wird dieser Anforderung vor dem Hintergrund der Komplexität des deutschen Marktgebietes gerecht.

(i) Grundlegende, technische Merkmale des Fernleitungsnetzes

110 Das deutsche Marktgebiet ist ein hochkomplexes System bestehend aus 15 in allen Belangen kooperierenden Fernleitungsnetzbetreibern. Diese betreiben ein Leitungsnetz von rund 40.000km Länge mit 334 physischen Ein- und 3596 physischen Ausspeisepunkten. Teil des Netzes sind 180 Verdichter und rund 1100 Gasdruckregel- und Messanlagen. Aus den eingereichten Erhebungsbögen der Fernleitungsnetzbetreiber lassen sich insgesamt 116 buchbare Einspeisepunkte und 1170 buch- bzw. bestellbare Ausspeispunkte entnehmen. Bei dieser Betrachtung werden Anlagen im Gemeinschaftseigentum oder durch gemeinsame Leitungsgesellschaften gehaltene Anlagen aufgrund der gestiegenen Komplexität der gemeinsamen Nutzung und des gemeinsamen Unterhalts doppelt berücksichtigt. Die Komplexität drückt sich auch in der hohen Anzahl von Verzweigungen (7429) und Vermaschungen (890) aus. Datengrundlage für diese Angaben ist der Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode.

111 Das deutsche Marktgebiet stellt zur Überzeugung der Beschlusskammer auch im europäischen Vergleich ein äußerst komplexes Fernleitungssystem dar. Neben den oben genannten Kennzahlen ist ein Anhaltspunkt hierfür die umfangreiche Flexibilität, die das System aufweist. Aufgrund weiterer Netzertüchtigungen ist das Netz mittlerweile in der Lage, Gas von jedem Nachbarstaat auf fester Basis zu transportieren, auch von den Ländern Frankreich und der Schweiz. Dementsprechend sind die Nachfrage nach Kapazitäten und der Gasfluss von preislichen Unterschieden zwischen Marktgebieten, politischen Entwicklungen und auch dem Wetter abhängig. Aus topologischen Gründen ist das deutsche Marktgebiet zudem ein bedeutender Standort für die Zwischenspeicherung von Gas. Diese grundsätzlichen Erwägungen zeigen bereits, dass das deutsche Marktgebiet hochgradig vermascht und flexibel ausgestaltet ist. Diese Erwägungen wurden auch in der Krisensituation der letzten Jahre bestätigt, in denen das komplexe Netz in der Lage war, flexibel auf die neuen Anforderungen von Flüssen zu reagieren. Die deutlich verschobenen Einspeiseflüsse konnten weitestgehend, ohne nennenswerte Unterbrechungen abtransportiert werden.

(ii) Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten

112 Als Maß für die Komplexität des Systems kann weiter die Anzahl der möglichen Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten herangezogen werden. Diese lag nach Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet GASPOOL bereits 2009 bei 116.281

möglichen Kombinationen sowie im Marktgebiet NCG bereits 2011 bei 380.397 möglichen Kombinationen. Durch die Zusammenlegung zum 01.10.2021 der beiden Marktgebiete ist diese auf 948.780 mögliche Kombinationen anwachsen.[1] Die jeweils hohe Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten zeigt dass ein hinreichend komplexes System vorliegt. Vor dem Hintergrund der anstehenden Marktgebietszusammenlegung stellte die Komplexität des deutschen Fernleitungssystems die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Ermittlung des zukünftig zugrunde zu legenden Kapazitätsgerüsts vor besondere Herausforderungen. So ergaben sich aus dem in diesem Zusammenhang zur Beschreibung der Netztopologie verwendeten Knoten-Kanten-Modell über verschiedene Szenarien hinweg nach Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber circa 60-70 Mio. zu analysierende Ergebniswerte.[2]

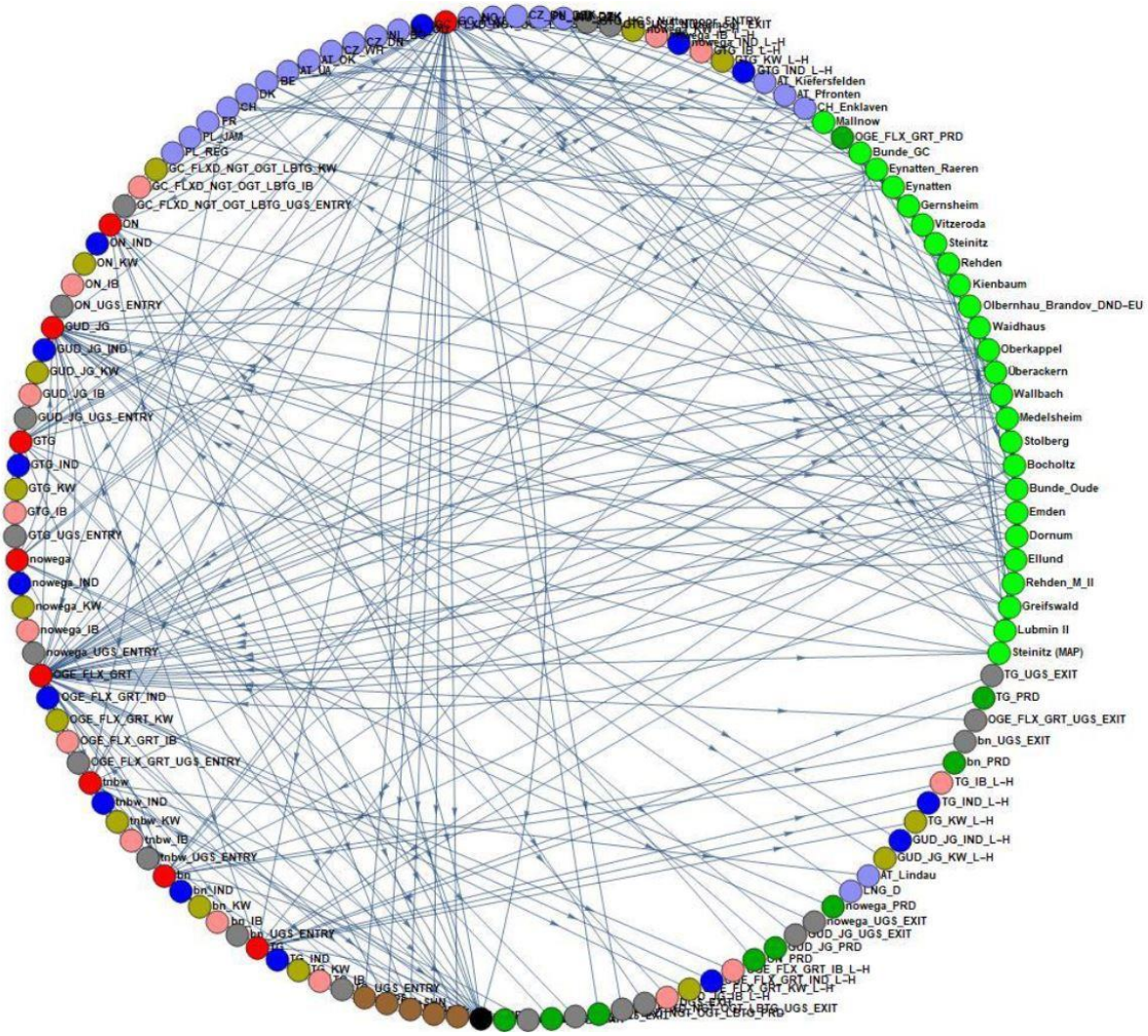
113 Das zugrunde gelegte Knoten-Kanten-Modell wird durch die nachstehende graphische Darstellung der Fernleitungsnetzbetreiber illustriert.[3] Neben der grundsätzlich auffallenden Vielzahl an Kanten, die von den verschiedenen Knotenpunkten ausgehen, sticht insbesondere die Vielzahl von Kanten hervor, die von den rot dargestellten Knotenpunkten ausgehen. Diese stellen im Modell Knotenpunkte dar, die mehreren Fernleitungsnetzbetreibern zuzuordnen sind. Hierdurch werden die Komplexität des deutschen Fernleitungssystems insgesamt sowie die starke Vermaschung der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber untereinander deutlich.

[1] Präsentation der Fernleitungsnetzbetreiber zum Marktdialog auf der E-Worlds energy & water am 06.02.2019 in Essen, abrufbar unter: http://www.marktgebietszusammenlegung.de/wp-content/uploads/Praesentation_eworld_2019_02_06_DE.pdf , Folie 26 Stand des Abrufs: 13.02.2019.

[2] Ebenda.

[3] Ebenda.

114 *Abbildung 3: Knoten-Kanten-Modell:*



115 Bezüglich der Kapazitäten zeigt das Knoten-Kanten-Modell anschaulich, dass diese im hohen Maße zwischen den systemübergreifenden und systeminternen Punkten austauschbar sind, da von den Einspeisepunkten regelmäßig Kanten zu beiden Punktgruppen gehen. Eben diese Austauschbarkeit wurde im Rahmen von Diskussionen mit den Fernleitungsnetzbetreibern bezüglich der Kapazitätsberechnung und -verteilung für das gemeinsame Marktgebiet durch das Knoten-Kanten-Modell erläutert. Diese hohe Austauschbarkeit der Kapazitäten mehr zu systemübergreifenden Punkten oder wahlweise mehr zu systeminternen Punkten zeigt die hohe Flexibilität des Gesamtsystems auf. Daraus folgt letztlich, dass eine sachgerechte Kostenallokation auf diese beiden Gruppen schwerlich durchzuführen ist.

(iii) Kooperation zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern im Hinblick auf Marktgebietszusammenlegungen

116 Aufgrund dieser Umstände ist aus kapazitativer Sicht ein hohes Maß an Zusammenarbeit zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern erforderlich. Während aus der Perspektive des Zugangs zu den Fernleitungsnetzen seit Beginn der Regulierung die Marktgebiete durch Kooperation zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern sukzessive zusammengeführt wurden und damit hoch liquide Märkte geschaffen wurden, gab es keine entsprechenden Regelungen, die zu einer Bepreisung der hierfür zwingend erforderlichen Leistungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern geführt hätten.

117 Es blieb aus der Perspektive der Entgelte – trotz der Zusammenführung der Marktgebiete – bei einer separaten Bepreisung, obwohl unstreitig ist, dass die im gemeinsamen Marktgebiet ausgewiesenen Kapazitäten z.T. vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber nur unter Nutzung der Infrastruktur anderer Netzbetreiber ausgewiesen werden können.

118 Durch den Wegfall bzw. die Zusammenlegung der innerdeutschen Marktgebiete sind sukzessive von Netznutzern buchbare Marktgebietsaustauschpunkte zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern weggefallen. Diese unterlagen ab der jeweiligen Marktgebietszusammenlegung der wechselseitigen Kooperation zwischen den Fernleitungsnetzbetreiber, was Flüsse und Kapazitäten an diesen Punkten betrifft. Diese wechselseitigen Leistungen stellen einen wesentlichen Bestandteil der Kooperation zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern dar, wenn auch nicht den Einzigen.

119 Die Beschlusskammer hat sich über einen Zeitraum von mehreren Jahren mit dieser Thematik befasst und unter Beteiligung aller Marktakteure versucht, eine sachgerechte Entgeltregelung hierfür zu finden, was letztlich an rechtlichen und technischen Hindernissen scheiterte. Die Darstellung dieser Verfahren ist für das Verständnis der Erwägungen der Beschlusskammer, die letztlich zu einer einheitlichen Entgeltbildung führen, erforderlich:

120 Im Jahr 2009 wandte sich die Beschlusskammer an die Fernleitungsnetzbetreiber, um mit diesen die Frage einer horizontalen Kostenwälzung zu erörtern. Dabei wurde es von Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber als sachgerecht angesehen, einem anderen Marktgebietspartner an Netzkoppelpunkten innerhalb eines Marktgebiets bereitgestellte Kapazitäten nicht zu bepreisen. Vor dem Hintergrund der noch nicht abgeschlossenen Marktgebietszusammenlegungen hat die Beschlusskammer dieses Vorgehen zunächst akzeptiert, jedoch bereits damals angekündigt, die Sachgerechtigkeit des Verfahrens erneut zu überprüfen, wenn aus Sicht der Beschlusskammer Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass durch die Praxis der Fernleitungsnetzbetreiber falsche Anreize im Markt gesetzt werden.

121 Nach den Erfahrungen der ersten Regulierungsperiode (2009 bis 2012) ist die Beschlusskammer zu dem Schluss gelangt, dass im bestehenden System das Buchungsverhalten von Netznutzern die Netzbetreiber zwingt, von einer sachgerechten Kostenallokation immer mehr abzuweichen und stattdessen eine Mehrbelastung von gefangenen Kunden vorzunehmen. Zudem war davon auszugehen, dass aufgrund der Zusammenlegung der Marktgebiete eine sachgerechte Kostenallokation im bestehenden System fraglich ist.

122 Aus diesem Grund teilte die Beschlusskammer 9 den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern mit Schreiben vom 26.07.2013 mit, dass sie beabsichtigt, eine Festlegung zu einer horizontalen Kostenwälzung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern zu treffen. Mit selbigem Schreiben wurden die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber eingeladen, an einer ersten Konsultationsveranstaltung zur gemeinsamen Erörterung der Überlegungen teilzunehmen.

123 Die Beschlusskammer führte in den Folgemonaten diverse bilaterale Gespräche mit den Marktbeteiligten und erörterte verschiedene methodische Ansätze einer horizontalen Kostenwälzung. Diese verschiedenen Ansätze wurden den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern in einer weiteren Konsultationsveranstaltung am 25.11.2014 in Bonn präsentiert und mit diesen diskutiert. Dabei machte die Beschlusskammer deutlich, dass man die Methodik, welche eine Kostenwälzung analog einer vertikalen Kostenwälzung vorsieht, favorisiere.

124 Hiergegen wurde seitens der Branche unter anderem vorgetragen, dass der Wegfall der bisherigen Marktgebietskooperation drohe. Auch würden durch die geplante Kostenwälzung weitere Verzerrungen der Verursachungsgerechtigkeit hervorgerufen, weil durch das präferierte Modell nur die gaswirtschaftliche Leistung des gasabgebenden Fernleitungsnetzbetreibers berücksichtigt werde. Der Abtransport vom Überspeisepunkt stelle aber ebenfalls eine gaswirtschaftliche Leistung dar, die gleichermaßen zu vergüten sei.

125 Im Anschluss prüfte die Beschlusskammer sodann die sogenannte Methodik einer „Vor- und Rückwälzung“. Bei diesem Ansatz hätten sowohl der die Kapazität bereitstellende strömungsmechanisch vorgelagerte Fernleitungsnetzbetreiber als auch der gasaufnehmende strömungsmechanisch nachgelagerte Netzbetreiber für die gaswirtschaftliche Leistung des jeweils anderen zahlen müssen. Es wäre sowohl die gaswirtschaftliche Leistung des gasabgebenden Fernleitungsnetzbetreibers, der die Kapazität am Netzkopplungspunkt innerhalb des Marktgebiets zur Verfügung stellt, als auch die des gasaufnehmenden Netzbetreibers, der das Gas abtransportiert, durch ein Entgelt honoriert worden. Auch die innerhalb von Leitungsgesellschaften mitgenutzte Kapazität des anderen an der Leitungsgesellschaft beteiligten Fernleitungsnetzbetreibers wäre tarifiert worden.

126 Hiergegen wurde durch einen Teil der Branche vorgetragen, dass hinsichtlich der unterbrechbar bzw. nach Können und Vermögen in Leitungsgesellschaften einzubeziehenden Kapazitäten eine Bestimmung der gaswirtschaftlichen Leistung unmöglich sei.

127 Die Beschlusskammer hat sodann eine Datenabfrage hinsichtlich der beschriebenen gaswirtschaftlichen Leistungen durchgeführt. Nach Auswertung der übermittelten Daten kam die Beschlusskammer zu dem Ergebnis, dass die vertraglichen Vereinbarungen über maximal zur Verfügung gestellte feste Kapazitäten an physikalischen Netzkoppelpunkten zwischen Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb eines Marktgebietes keine hinreichend belastbare Grundlage für eine Bepreisung bilden.

128 Um die aufgetretenen Probleme und das beabsichtigte weitere Vorgehen zu erörtern und zu diskutieren, lud die Beschlusskammer die Fernleitungsnetzbetreiber und Verbände zu einem weiteren Konsultationstermin nach Bonn ein, der am 19.11.2015 stattfand. In diesem Termin wurde die Problematik mit den vertraglichen Vereinbarungen umfassend diskutiert, wobei sich keine neuen Lösungsmöglichkeiten aufgetan haben. Die Beschlusskammer deutete aus diesem Grund an, dass man prüfen werde, ob eine Bepreisung der tatsächlichen Lastflüsse eine sach- und verursachungsgerechte Alternative zu vertraglich vereinbarten Kapazitäten darstellen kann. Vor diesem Hintergrund wurde den Fernleitungsnetzbetreibern eine neuerliche Datenabfrage hinsichtlich der Lastflussdaten in Aussicht gestellt.

129 Mit Schreiben vom 01.12.2015 bat die Beschlusskammer dann um Übermittlung aller Stundenwerte des gemessenen Lastflusses an allen physikalischen Netzkopplungspunkten zwischen Fernleitungsnetzbetreibern bzw. der allokierten Werte an allen Ein- und Ausspeisepunkten an Leitungsgesellschaften für die vergangenen drei Kalenderjahre. Nach Übermittlung der Daten wurden diese ausgewertet und die gewonnenen Erkenntnisse bewertet. Die Beschlusskammer musste dabei feststellen, dass auch tatsächliche Lastflüsse an Netzkopplungspunkten keine hinreichend belastbare Grundlage für eine Bepreisung bilden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass ein gemeinsames Fahrplanmanagement im Marktgebiet die genaue Zuordnung von Flüssen, vor allem an Netzkopplungspunkten zu Leitungsgesellschaften und innerhalb von Leitungsgesellschaften, teilweise unmöglich macht.

130 Aus diesem Grund hat die Beschlusskammer von der angedachten Methodik der „Vor- und Rückwälzung“ Abstand genommen. In der Folge wurde eine einfach umzusetzende Methodik einer Kostenwälzung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern entwickelt. Die Methodik sollte einen kapazitätsgewichteten Entry-Exit-Split für jeden Fernleitungsnetzbetreiber vorgeben. Sodann sollten die der Einspeiseseite zugeordneten Kosten auf alle Einspeisepunkte des jeweiligen Marktgebietes gewälzt werden, woraus im Ergebnis ein einheitliches Einspeiseentgelt für eine feste, frei zuordenbare Jahreskapazität in einem Marktgebiet resultiert hätte. Diese Vorgaben sollten mit Wirkung zum 01.01.2018 gemäß der Festlegung

BK9-13/607 vom 22.06.2016 umgesetzt werden. Gegen diese Festlegung wurde jedoch Beschwerde eingelegt. In der mündlichen Verhandlung vor dem OLG Düsseldorf vom 11.10.2017 wurde die Festlegung durch die Bundesnetzagentur aufgehoben. Hintergrund waren insbesondere Zweifel am Vorliegen einer tauglichen Ermächtigungsgrundlage. Somit verblieb es seitdem bei einer separaten Entgeltbildung ohne einen Ausgleichsmechanismus, der gemäß Art. 10 Abs. 3 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 jedoch mit Wirkung ab dem 01.01.2020 bei einer separaten Anwendung einer jedweden Referenzpreismethode zwingend erforderlich wäre.

131 Diese Historie zeigt zweierlei Dinge: Zum einen ist die konkrete Ausgestaltung eines wirksamen Ausgleichsmechanismus bei separater Anwendung einer Referenzpreismethode, der nach Ansicht der Beschlusskammer und weiterer Marktteilnehmer die gaswirtschaftlichen Leistungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern berücksichtigen muss, in dem hoch komplexen deutschen Marktgebiet in der interessengetriebenen Gemengelage zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern konsensual nicht möglich. Zum anderen ist eine behördliche Anordnung eines solchen Mechanismus mit äußerster Schwierigkeit verbunden bzw. ist die Ermittlung des konkreten Wertes der gegenseitigen gaswirtschaftlichen Leistungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern nahezu ausgeschlossen bzw. anhand der vorliegenden Daten nicht möglich.

132 Dieser Befund hängt insofern mit den Aspekten der Komplexität der Fernleitungsnetze und der Verursachungsgerechtigkeit von Referenzpreismethoden zusammen, als dass seitens einiger Branchenvertreter unterstellt wurde, dass die separate Entgeltbildung etwa im Jahr 2019 eine uneingeschränkt verursachungsgerechte Vorgehensweise darstelle.

133 Bevor dargelegt wird, an welchen Mängeln diese Einschätzung vor dem Hintergrund der bisherigen Entgeltbildung leidet, wird im Folgenden weiter die Komplexität des Marktgebiets dargelegt.

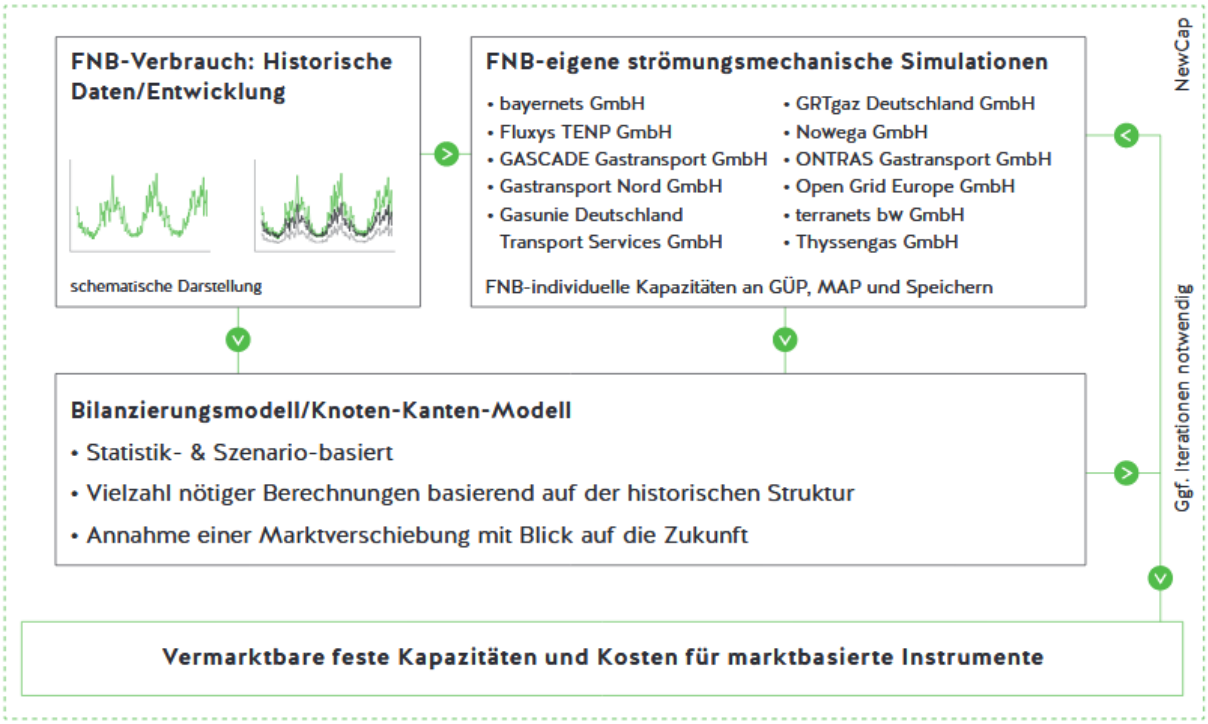
(iv) Gemeinsame Berechnung des Kapazitätsgerüsts als Ausdruck der Kooperation

134 Die Kooperation der Fernleitungsnetzbetreiber zeigt sich insbesondere bei der gemeinsamen Bestimmung des Kapazitätsgerüsts im Marktgebiet. So sind nach § 9 Abs. 1 S. 1 GasNZV die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die technischen Kapazitäten im Sinne des § 8 Abs. 2 GasNZV zu ermitteln. Hierzu haben die Fernleitungsnetzbetreiber nach § 9 Abs. 1 S. 2 GasNZV für alle Einspeisepunkte die Einspeisekapazitäten und für alle Ausspeisepunkte die Ausspeisekapazitäten zu ermitteln. Nach § 9 Abs. 2 GasNZV erfolgen die erforderlichen Berechnungen von Ein- und Ausspeisekapazitäten in einem Marktgebiet auf der Grundlage von Lastflusssimulationen nach dem Stand der Technik, die auch netz- und

marktgebietsüberschreitende Lastflüsse berücksichtigen. Eine Differenzierung nach verschiedenen Funktionen ist hierbei im Übrigen nicht vorgesehen.

135 Die folgende Darstellung illustriert die iterative Vorgehensweise der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Modellierung der Kapazitäten für das gemeinsame Marktgebiet.

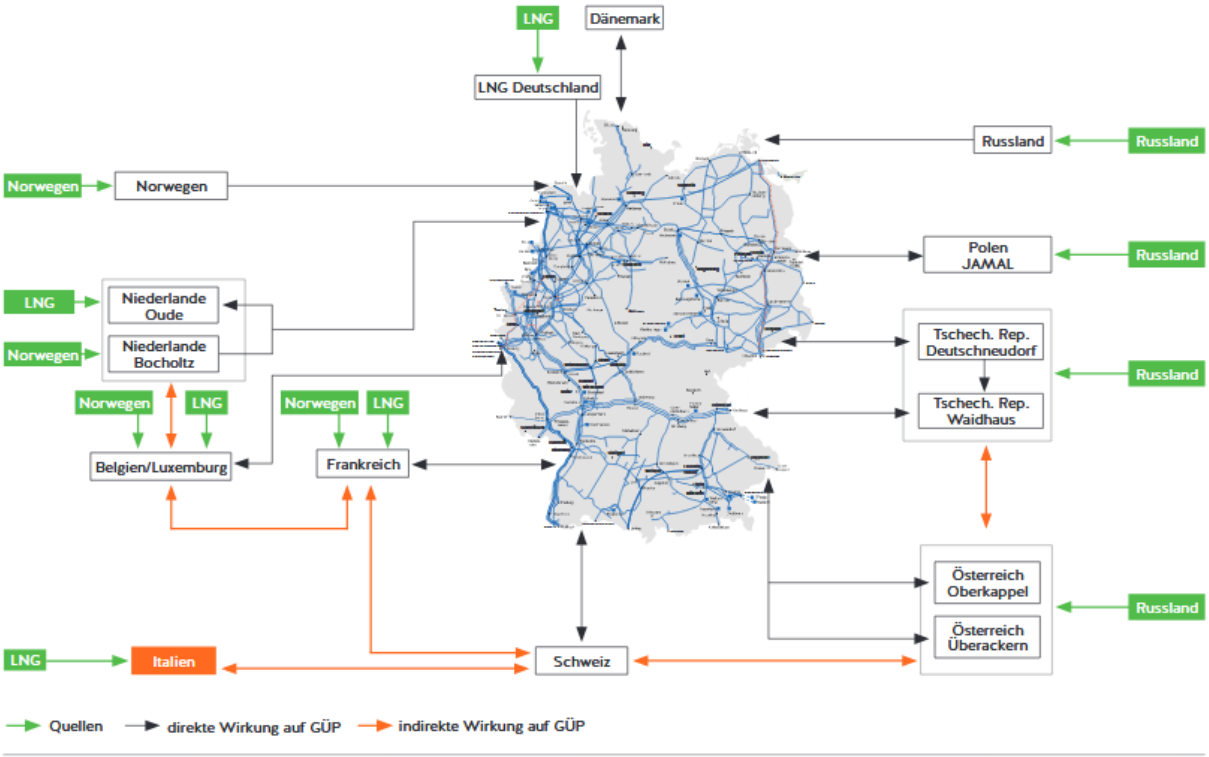
136 *Abbildung 4: Kapazitätsmodell „NewCap“, Darstellung der Fernleitungsnetzbetreiber im Konsultationsdokument „Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030“, S. 45:*



137 Die für die Kapazitätsberechnung verwendeten Lastflussszenarien stellen sich hierbei als äußerst komplex dar. Bei der Kapazitätsberechnung müssen eine Vielzahl von Lastflussszenarien gerechnet werden, um schließlich eine Aussage über feste vermarktbare Kapazitäten treffen zu können. Hierbei kann nicht auf ein einheitlich maßgebliches Gasflussszenario abgestellt werden, welches in einem weniger komplexen System die Grundlage für trennschärfere Kostenzuordnungen bilden kann.

138 Die folgende Darstellung illustriert die Variationsmöglichkeiten im Hinblick auf die Aufspeisung des deutschen Marktgebietes.

139 *Abbildung 5: Variationen der Aufspeisung des deutschen Marktgebietes – Gruppierung Ein- und Ausspeisungen an Grenzübergangspunkten; Darstellung der Fernleitungsnetzbetreiber im Konsultationsdokument „Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030“, S. 47:*



140 Lediglich für temperaturgeführte Ausspeisepunkte (in der Regel zu nachgelagerten Netzen und einzelnen Letztverbrauchern) können historische temperaturgeführte Abnahmen hinterlegt werden. Zu allen anderen Buchungspunkten (Grenzübergangspunkte, Speicherpunkte, Produktionspunkte und nicht-temperaturgeführte Letztverbraucher wie z.B. Gaskraftwerke) können keine festen Werte hinterlegt werden. Daher muss bei der Kapazitätsberechnung mit vielen Lastflussberechnungen (deutlich über hundert) unter sogenannten Worst-Case-Annahmen geprüft werden, wo unüberwindbare Engpässe im Netz vorhanden sind und wie hoch die ausgewiesene Kapazität tatsächlich sein kann. Es gibt insofern nicht das eine Lastflussszenario, welches allgemeingültig für andere Zwecke heranzuziehen wäre. Vielmehr wird lediglich untersucht, ob sämtliche Flussszenarien physikalisch überhaupt darstellbar sind. Es wird aber nicht festgelegt, unter Nutzung von welchen konkreten Leitungssystemen sie ggf. tatsächlich realisiert würden.

141 Darüber hinaus können Lastflüsse auch nicht nach nationaler Versorgung und grenzüberschreitendem Transport unterschieden werden, zumal weder die Transportkunden noch die getesteten Flussszenarien auf der Einspeiseseite zwischen den beiden Netznutzungsarten differenzieren. Da die Nutzung zum Beispiel der Grenzübergangspunkte durch die Transportkunden unsicher ist, müssen Lastflussszenarien sowohl mit Transitflüssen

(für die Bestimmung der Ausspeisekapazitäten relevant) als auch solche ohne Transitflüsse (für die Bestimmung der Einspeisekapazitäten relevant) gerechnet werden. Dies zeigt bereits, warum Leitungen anhand der unterschiedlichen Lastflussszenarien in der Regel nicht eindeutig dem Transit oder der nationalen Versorgung zugeordnet werden können. Darüber hinaus werden bei gleicher Annahme der Ausspeiseflüsse (nationale Versorgung und ggf. grenzüberschreitender Transport) unterschiedliche Nutzungen der Einspeisepunkte und umgekehrt betrachtet. Das bedeutet, dass sich unterschiedliche Transitflüsse einstellen und die gleichen Leitungen mal verstärkt für einen Transitfluss und mal verstärkt für die nationale Versorgung genutzt werden.

142 Diese Überlegungen sind demnach nicht nur für die abstrakte Frage der Komplexität relevant, sondern zeigen darüber hinaus auch die Schwierigkeiten, die sich aufgrund der Komplexität für die etwaige Zuordnung von Leitungsstrukturen zur systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung ergeben.

(v) Komplexität vor dem Hintergrund des Dispatchings

143 Die unzähligen, komplexen Simulationen von Gasflüssen durch die verbundenen Systeme aller Fernleitungsnetzbetreiber, welche auf Marktgebietsebene durch Computeralgorithmen errechnet bzw. durch Entscheidungen des Dispatchers gesteuert werden, unterscheiden hierbei nicht zwischen vor- und nachgelagerten Netzsegmenten. Das Gas wird flexibel so transportiert, wie es für die Darstellung der Kapazitätsbuchungen verschiedenster Kunden bzw. den sich tatsächlich ergebenden Flüssen benötigt wird. Die Buchung eines Marktgebietsaustauschpunktes zwischen zwei Fernleitungsnetzbetreibern desselben Marktgebiets gibt es dabei nicht. Vielmehr unterliegen die Flüsse an diesen Punkten der allgemeinen Kooperationspflicht der Fernleitungsnetzbetreiber, die hier ausgehend von verschiedenen Flussszenarien Gasmengen unabhängig von Buchungen flexibel abnehmen oder abgeben.

144 Es geht bei diesen Betrachtungen jedoch nicht nur darum, ob mit den genannten Kooperationen spezifische Kosteneffekte verbunden sind. Wichtiger ist, dass sie Ausdruck einer gemeinsamen Netzsteuerung im Marktgebiet sind, in welcher sich viele Aktivitäten keinen einzelnen Netzkunden oder Netzbetreibern mehr zuordnen lassen und auch spezifische Gasflüsse nur noch virtuell, aber nicht mehr physisch beschreibbar sind.

145 Wenn etwa beim Dispatching Gasüberschüsse und Gasbedarfe in verschiedenen Bereichen des gesamten Marktgebiets ermittelt und zum Ausgleich gebracht werden, ist bereits die unmögliche Zuordnung der Dispatchingkosten (in Form z.B. des Personals und der IT-Infrastruktur) ein Problem. Noch schwerwiegender für die Ermittlung spezifischer Transportkosten und damit auch für generelle Aussagen über die Kosten verschiedener

Netznutzungsformen wirkt sich aus, dass sich die Frage nach dem physikalischen Weg einer Gasmenge durch das Gesamtnetz nicht mehr sinnvoll beantworten lässt. Wenn der Transportauftrag eines Kunden realisiert wird, betrachtet der Dispatcher auf Ebene des Marktgebiets alle Ein- und Ausspeisewünsche aller Kunden gesamthaft. Zugleich werden Netzsektoren mit Unterdeckung aus angrenzenden Systemen mit zusätzlichem Gas versorgt und gleichzeitig Netzsektoren mit Überdeckung mit Hilfe angrenzender Systeme entlastet. Ebenfalls gleichzeitig wird die physikalisch kürzeste Verbindung zwischen den vom betrachteten Kunden gebuchten Punkten auch für zahllose andere Transportbuchungen in verschiedenste Richtungen und/oder Dispatchingmaßnahmen in Anspruch genommen.

(vi) Betrachtung der Komplexität der Netze in Effizienzvergleichen

146 Der Beschlusskammer ist die Komplexität des Marktgebiets zudem auch aus anderen Prozessen gut bekannt. So wurde durch die Bundesnetzagentur zuletzt für die vierte Regulierungsperiode ein Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführt. Im Zuge der Datenerhebung und Plausibilisierung der Vergleichsparameter für dieses Verfahren sowie der daraus erfolgten Bildung von Vergleichsparametern wurde mehrfach die Komplexität der Netzstrukturen diskutiert und auch erörtert, wie diese in zahlenmäßig erfassbaren Parametern abgebildet werden könnte. So wurden zur Abbildung der netztechnischen Flexibilitäts- und Komplexitätserfordernisse zusätzliche Parameter gebildet. Ausgehend davon, dass jede Verzweigung die Rohrreibungszahl erhöht (insbesondere, weil an Verzweigungen oft Regler, Schieber etc. angebracht sind) und überdies die Komplexität der Netzsteuerung und der generelle Flexibilitätsbedarf der Netze mit der Anzahl der Verzweigungen und Maschen steigt, wurde je Netzbetreiber die Anzahl der Verzweigungen und die Zahl der unabhängigen Maschen erfasst.

147 Wie bereits erwähnt, liegen bei diesen Parametern hohe Werte vor (7.429 Verzweigungen und 890 Vermaschungen).

148 Es ist überdies keineswegs widersprüchlich, wenn einerseits im Rahmen des Effizienzvergleichs bestimmte technische Parameter als Kostentreiber herangezogen und dort als aussagekräftig betrachtet werden und andererseits bei der Festlegung einer Referenzpreismethode die Komplexität als Hinderungsgrund für eine genauere Referenzpreismethode gesehen wird. Der Effizienzvergleich hat als Teil der Anreizregulierung eine völlig andere Funktion als die Festlegung der Referenzpreismethode. Betrachtungsgegenstand der Anreizregulierung ist nicht das Marktgebiet als Ganzes, sondern der einzelne Netzbetreiber, dessen Kostenstruktur und die tatsächlichen, physischen Gasflüsse. Es ist nicht zweifelhaft, dass die Eigenschaften der von einem Fernleitungsnetzbetreiber betriebenen Infrastruktur für seine eigenen Kosten eine erhebliche

Rolle spielen. Genau um diese netzbetreiberindividuellen Kosten geht es vorliegend aber überhaupt nicht, weil Gastransporte im Marktgebiet eben nicht nur mit der netzbetreiberindividuellen Infrastruktur durchgeführt werden. Zudem sind im Effizienzvergleich letztlich die technischen Parameter des Rohrvolumens, der Fläche, der Verdichterleistung sowie die Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte eingeflossen, mithin Parameter, die nicht unmittelbar mit Buchungen an Punkten verbunden sind.

(vii) Komplexität vor dem Hintergrund der Marktgebietszusammenlegung zum 01.10.2021

149 Alle diese Aspekte in Verbindung mit den Erfahrungen der Bundesnetzagentur bezüglich der Prozesse der Zusammenlegung von Marktgebieten lassen den Schluss zu, dass das gesamtdeutsche Marktgebiet eine vermaschte Struktur aufweist und der Grad der Vermaschung derart groß ist, dass die Referenzpreismethode einer einheitlichen Briefmarke die bestmögliche Kostenzuordnung darstellt und grundsätzlich gerechtfertigt ist. Insbesondere sind aufgrund dieser Umstände der Kostentreiber der Distanz sowie eine funktionsspezifische Betrachtung nicht geeignet, die Kosten auf einzelne Ein- und Ausspeisepunkte zu allokieren. Hierfür wäre unter anderem vielmehr ein stabiles Gasflussszenario erforderlich. Die Realität ist hingegen von vielen verschiedenen Gasflussszenarien geprägt, die mit Hilfe des komplexen Marktgebiets bewältigt werden müssen.

150 So zeigen zudem die abgeschlossenen Verwaltungsverfahren BK7-23/043 (ANIKA, Beschluss vom 21.03.2024) und BK9-23/606 (KOMBI 2.0, Beschluss vom 08.05.2024), dass eine Zuordnung von Transportleistungen und Transportinfrastruktur bzw. den damit in Verbindung stehenden Kosten insbesondere unter den Bedingungen eines vereinigten Marktgebiets schon im Grundsatz nicht möglich ist. Mit diesen Verfahren wurde ab dem 01.10.2024 ein System etabliert, mit dem kapazitätserhöhende Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots an festen, frei zuordenbaren Kapazitäten getroffen werden können. Hierunter fallen im Vorfeld der Kapazitätsvermarktung Lastflusszusagen und das Angebot von Kapazitäten mit Zuordnungsauflagen. Zudem können sogenannte marktbasierte Instrumente (MBI) zur Absicherung bereits vermarkteter Kapazitäten im Engpassfall eingesetzt werden. Als MBI sind ein Spread-Produkt, die Drittnetznutzung und das VIP-Wheeling vorgesehen. Zudem kommt als ultima ratio ein Kapazitätsrückkauf in Betracht.

151 Die kapazitätserhöhenden Maßnahmen in Form der marktbasierten Instrumente erfolgen gemäß der Festlegung ANIKA zudem gemeinsam durch die Fernleitungsnetzbetreiber. Auch ein etwaiger Kapazitätsrückkauf würde durch die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam erfolgen.

152 Diesbezüglich haben die Fernleitungsnetzbetreiber in dem Verfahren zur Vorgängerfestlegung KAP+ festgestellt: „Die MBI wirken jeweils marktgebietsweit, d.h. auch in FNB-Netzen, in denen sie nicht kontrahiert wurden. Auslöser eines MBI-Bedarfs ist das Auftreten einer Engpasssituation zwischen den heutigen Marktgebieten GASPOOL und NCG. Dies ist für die FNB exogen und nicht individuell steuerbar. Die Exogenität ergibt sich dabei aus der Verursachung des Engpassfalls durch Verbrauchs- bzw. handelsgetriebene Einflussfaktoren. Da die Engpasssituationen nicht einem einzelnen Netzbetreiber zuordenbar sind, sondern systematisch an den Grenzen zwischen den heutigen deutschen Marktgebieten entstehen, können konsequenterweise die daraus resultierenden Kosten der Beschaffung der MBI auch nicht verursachungsgerecht einem oder mehreren FNB zugerechnet werden."

153 Diese Entkopplung von vermarktbarer Kapazität (ermöglicht und abgesichert über marktbasierte Instrumente) und durch die Infrastruktur ermöglichte und abgesicherte technische Kapazität illustriert besonders anschaulich die Unmöglichkeit, Aussagen über die spezifischen Kosten einer Fernleitungsdienstleistung in einem komplexen Marktgebiet zu treffen. Dies gilt vor allem vor dem Hintergrund, dass die Kosten der einzelnen MBI von allen Fernleitungsnetzbetreibern getragen werden sollen, wobei als Schlüssel pauschal der jeweilige Anteil an den gesamten zulässigen Erlösen zur Anwendung kommen soll.

(viii) Bildung von virtuellen Kopplungspunkten

154 Ein weiterer Aspekt, der die Komplexität des Marktgebiets veranschaulicht, sind virtuelle Kopplungspunkte (hiernach „VIP"). Verbinden zwei oder mehr Kopplungspunkte dieselben zwei benachbarten Marktgebiete, haben die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber nach Art. 19 S. 1 Nr. 9 der Verordnung (EU) 2017/459 ihre dortigen Kapazitäten an einem einzelnen virtuellen Kopplungspunkt anzubieten. Dies gilt sogar dann, wenn dafür an derselben Grenze mehrere Fernleitungsnetzbetreiber eines Marktgebiets gemeinsam betroffen sind, was an diversen deutschen Außengrenzen der Fall ist. Auch diese virtuelle Zusammenfassung von Buchungspunkten lässt sich entgeltseitig nur auflösen, wenn man sich von der Vorstellung eines unmittelbaren Zusammenhangs zwischen einem bestimmten Fernleitungsdienstleistungsentgelt und den Kosten eines ganz bestimmten physischen Transportpfades oder der Erlösobergrenze eines einzelnen beteiligten Fernleitungsnetzbetreibers löst.

(ix) Gemeinschaftsleitungen der Fernleitungsnetzbetreiber

155 Gemeinschaftsleitungen von Fernleitungsnetzbetreibern stellen einen weiteren Beleg einerseits für die begrenzte Aussagekraft der Kostenstrukturen einzelner Fernleitungsnetzbetreiber und andererseits für die hohe Komplexität der Leitungsstrukturen

dar. Schon der Umstand, dass eine identische Transportleistung an identischen Ein- und Ausspeisepunkten – die Zuordenbarkeit zwischen Buchung und Transportweg unterstellt – in der Vergangenheit mit unterschiedlichen Preisen belegt war, je nachdem, bei welchem der Betreiber die Kapazität erworben wurde, zeigt, dass die Entgelte insoweit keine begründbare Aussage über tatsächliche Transportkosten treffen konnten. Die Fahrweise der Gemeinschaftsleitungen macht es aber auch unmöglich, präzisere Zuordnungen der Kosten vorzunehmen. Da die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber die Anteile der jeweils anderen Leitungsbetreiber mitnutzen können, das Ausmaß dieser Mitnutzung aber nicht erfasst wird und sich – wie die Beschlusskammer im Zuge des Verfahrens hinsichtlich der Vorgaben zur Durchführung einer sachgerechten (horizontalen) Kostenwälzung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern sowie einer sachgerechten Aufteilung der Kosten auf Ein- und Ausspeisentgelte, BK9-13/607, festgestellt hat – auch nicht erfassen lässt, sind die tatsächlichen Kosten von Transporten über diese Leitungen faktisch nicht ermittelbar. Zumindest haben die eigenen Kosten des jeweils für die Kapazität verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreibers, die sich in seiner Erlösobergrenze niederschlagen, keine echte Aussagekraft darüber.

156 Dass diese Abgrenzungsprobleme im Rahmen des Effizienzvergleichs gelöst werden können, tut dem keinen Abbruch. Der Effizienzvergleich dient lediglich der Festlegung individueller Erlösobergrenzen auf Basis individueller Kosten. Das ist möglich, weil die individuellen Kosten eines jeden Fernleitungsnetzbetreibers bestimmbar sind. Dies ändert aber nichts daran, dass seine Kosten nicht notwendigerweise mit den Kosten der von ihm vermarkteten Kapazitäten korrespondieren. Diese Problematik wurde im Rahmen des Effizienzvergleichs zudem dahingehend gelöst, dass im Wesentlichen nicht auf Buchungen, sondern auf physikalische Flüsse abgestellt wurde, und diese Flüsse im Zweifel zu schätzen waren.

(x) Bewertung der Komplexität

157 Bezüglich der weiteren Bewertung der Komplexität wird grundsätzlich auf die Ausführungen hierzu im Verfahren REGENT 2021 verwiesen (systematische Analysen der Netze der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber anhand der folgenden Parameter bezogen auf alle buch- und bestellbaren Punkte: Technisch verfügbare Kapazität („TVK“), Leitungsdurchmesser (am jeweiligen Punkt), Druck (mengengewichteter Betriebsdruck) und Distanz (anhand der Preise gemäß der kapazitätsgewichteten Distanz als Indikator für die Distanzen).

158 Im Hinblick auf das Verfahren REGENT 2026 wurde eine Aktualisierung der Analyse lediglich im Hinblick auf die Buchungsanteile und den Auslastungsgrad an verschiedenen Punkttypen durchgeführt, da eine wesentliche Veränderung der im Übrigen rein technischen Parameter nicht zu erwarten ist.

(2) Quantitative Analyse der Netze der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber

159 In der Analyse sind sowohl die Ein-, als auch die Ausspeisepunkte als Aggregation folgender Punkttypen eingeflossen, wobei auch zwischen Netzkopplungspunkten (hiernach „NKP“) und Netzanschlusspunkten (hiernach „NAP“) differenziert wird:

160 Grenzübergangspunkte (hiernach „GÜP“, Entry und Exit)

161 Erzeugung (nur Entry)

162 LNG-Terminals (hiernach „LNG“, nur Entry)

163 Speicher (Entry und Exit)

164 Letztverbraucher (hiernach „LV“, nur Exit)

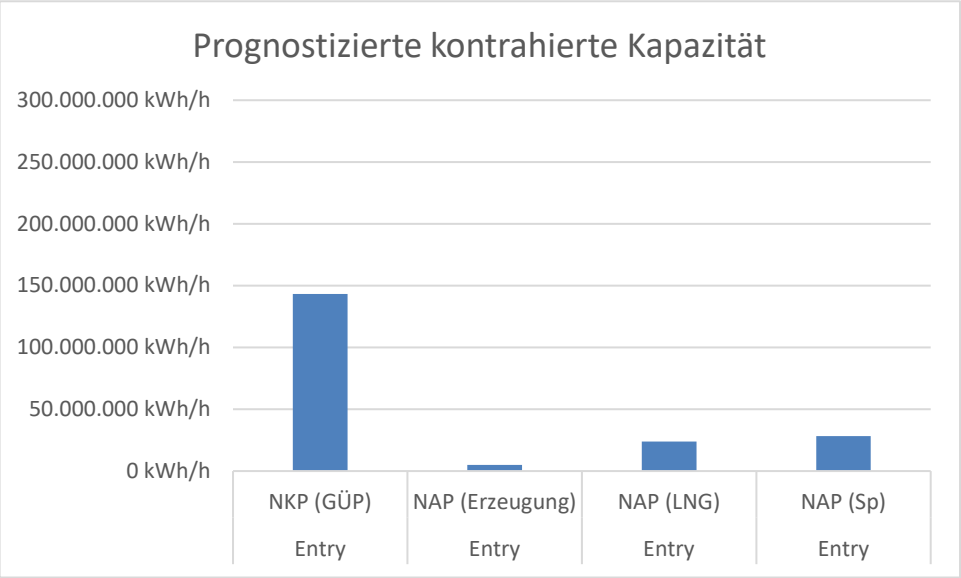
165 interne Bestellungen (hiernach „iB“, nur Exit)

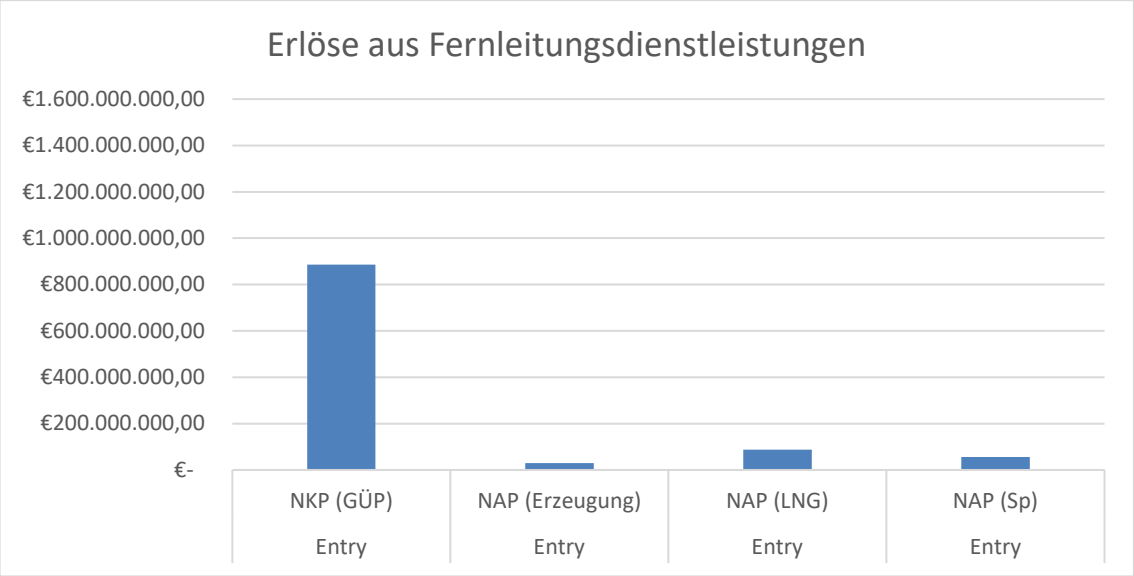
166 Einspeisepunkte bei Biogas- oder Power-to-Gas-Anlagen sind nicht in der Analyse berücksichtigt, da an diesen Punkten keine Netzentgelte erhoben werden und der Anteil an den Gesamtkapazitäten des Fernleitungsnetzes marginal ist (siehe Abschnitt B.I.5.e)).

(i) Verteilung der Buchungen und Erlöse auf einzelne Punkttypen

167 Zunächst werden in den folgenden Abbildungen die erlösdeckenden Buchungen der einzelnen Punkttypen dargestellt. Daneben sind die sich aus der Referenzpreismethode der Einheitsbriefmarke ergebenden Einnahmen pro Punkttyp abgebildet. Die Summe der Einnahmen bei den Ein- und Ausspeisepunkten entspricht den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen aller deutschen FNB. Die Abbildungen 6 und 7 beinhalten ausschließlich die Einspeisepunkte, die Abbildungen 8 und 9 ausschließlich die Ausspeisepunkte.

168 *Abbildungen 6 und 7:*

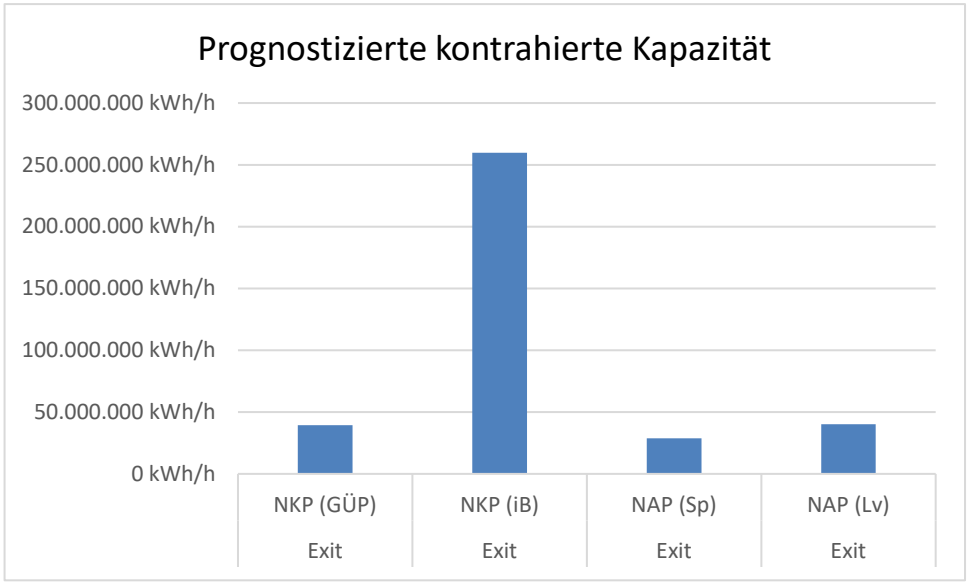


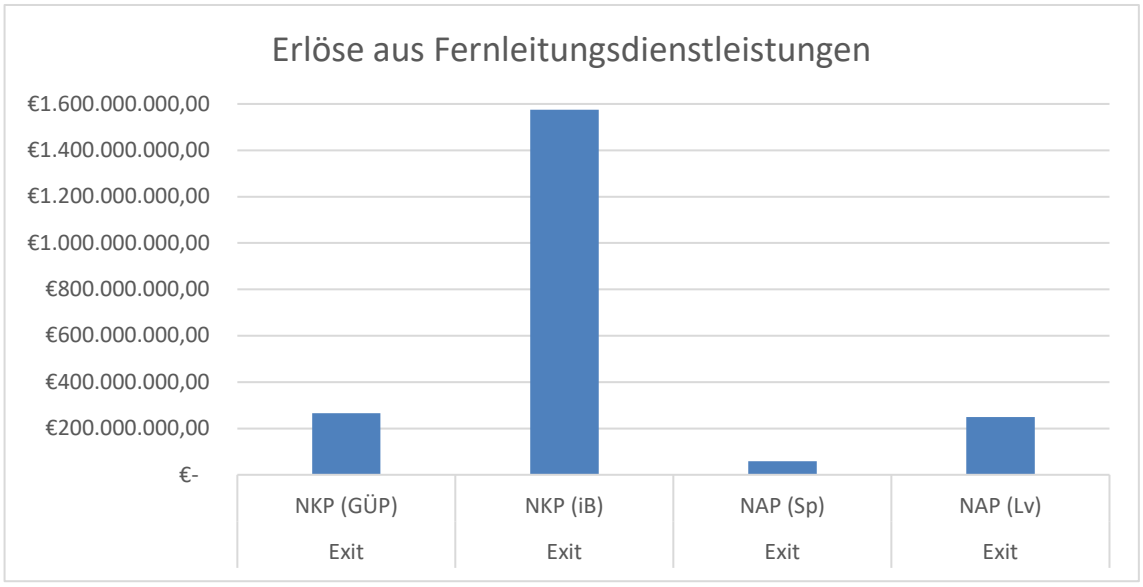


169 Bei den Einspeisepunkten machen die Grenzübergangspunkte den allergrößten Teil der Buchungen aus. Bei den Einspeisepunkten an Speichern findet der Rabatt von 75 % Anwendung, was zu einer entsprechenden Reduktion der Erlöse führt. Bei den Einspeisepunkten an LNG-Anlagen findet ein Rabatt von 40 % für längerfristige Buchungen Anwendung (Quartals- und Jahresprodukte), was sich entsprechend reduzierend auf die Erlöse auswirkt.

170 Generell gilt, dass eine differenzierte Betrachtung der Buchungen auf der Einspeiseseite nicht möglich ist, da hier grundsätzlich keine sachgerechte Aufteilung der Buchungen auf die systemübergreifende und systeminterne Netznutzung erfolgen kann.

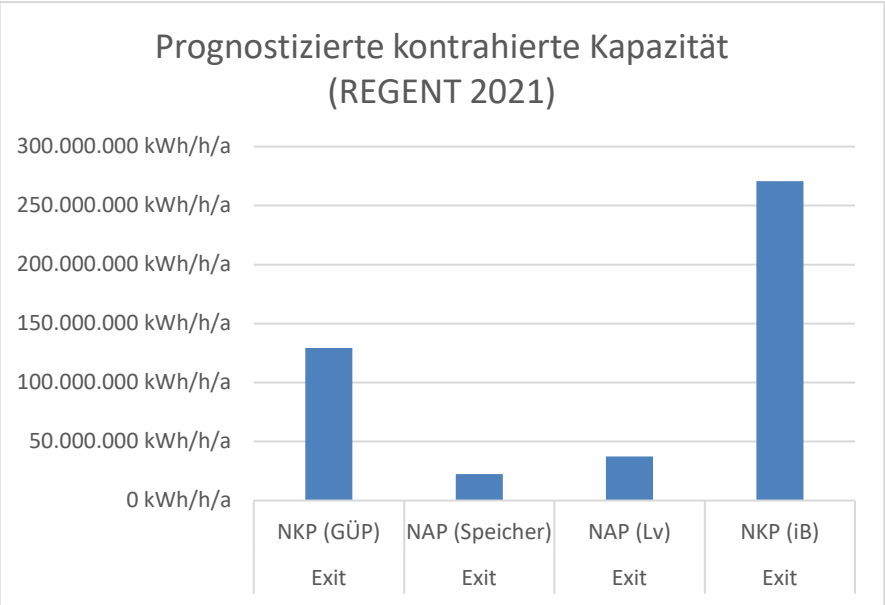
171 *Abbildungen 8 und 9:*





172 Auf der Ausspeiseseite ergibt sich ein differenzierteres Bild. Hinsichtlich der Buchungen und Erlöse sind die internen Bestellungen zu nachgelagerten Netzbetreibern dominant. Grenzübergangspunkte, Letztverbraucher und Speicher machen nur einen geringen Anteil der Buchungen und Erlöse aus. Zudem werden die Erlöse an Speicher auf Grund der Anwendung des 75 % Rabatts deutlich reduziert. Die Buchungen an den Grenzübergangspunkten auf der Ausspeiseseite sind zudem massiv zurückgegangen und nunmehr sogar kleiner als die der Buchungen der Letztverbraucher.

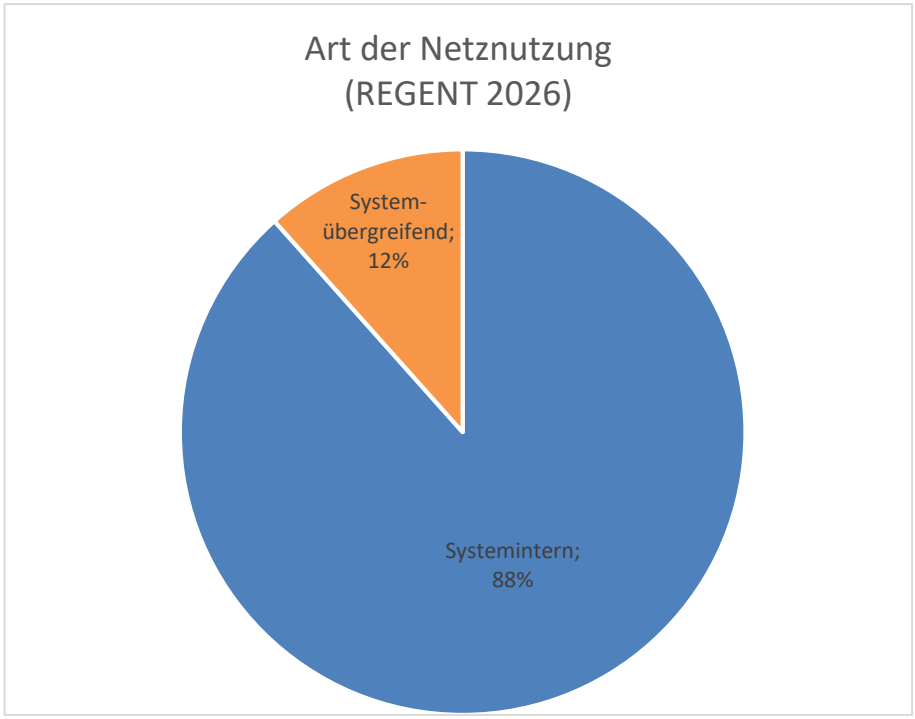
173 *Abbildung 10: Prognostizierte Exitbuchungen aus dem Verfahren REGENT 2021:*



174 Während die Buchungen der Letztverbraucher und an den internen Bestellpunkten zu nachgelagerten Netzen nur leicht zurückgegangen sind, haben sich die Buchungen an den Grenzübergangspunkten von rund 130.000.000 kWh/h/a auf rund 40.000.000 kWh/h/a reduziert und sind damit um 69 % zurückgegangen.

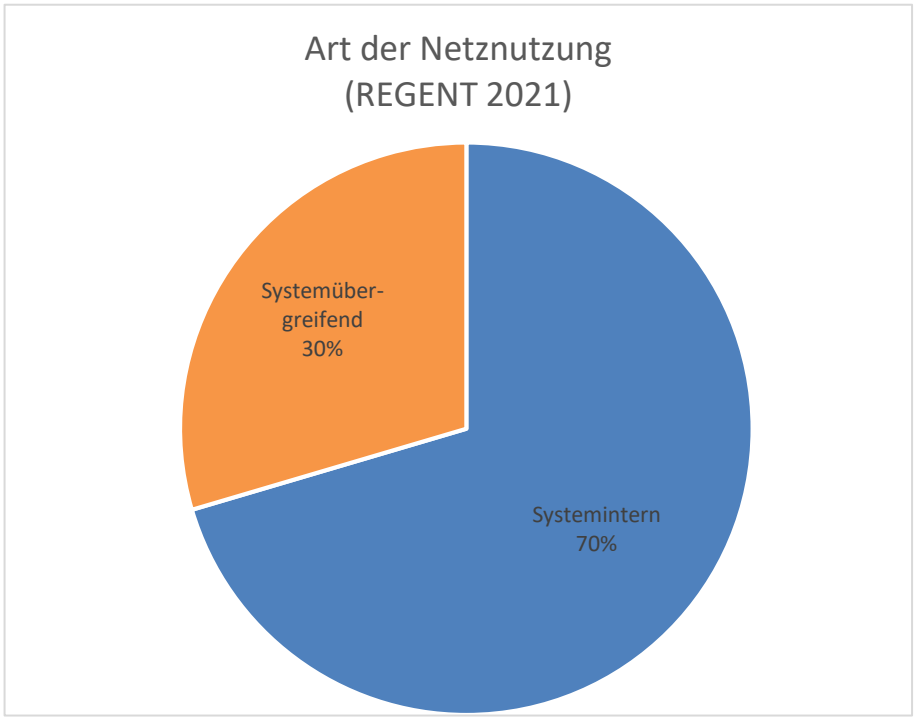
175 Die Differenzierung in eine systeminterne und systemübergreifende Netznutzung ergibt damit einen nunmehr noch höheren Anteil von 88 % für die systeminterne Netznutzung (siehe Abbildung 11). Hierbei wurden die internen Bestellungen sowie Letztverbraucher als systeminterne Netznutzung zusammengefasst. Die systemübergreifende Netznutzung entspricht den Exit-Buchungen an Grenzübergangspunkten. Auf eine Zuordnung der Speicher kommt es bei dieser Betrachtung nicht an, da diese näherungsweise in einem vergleichbaren Verhältnis von ca. 88/12 zugeordnet werden müssten.

176 *Abbildung 11:*



177 Zum Vergleich wird der Anteil nach der Art der Netznutzung im Verfahren REGENT 2021 ausgewiesen:

178 *Abbildung 12*



179 Die nunmehr noch höhere Dominanz der systeminternen Buchungen auf der Exit-Seite erklärt, wieso die systeminterne Netznutzung grundsätzlich mit einem höheren Kostenanteil belastet wird. Während im Verfahren REGENT 2021 noch festgestellt wurde, dass der Anteil des transportierten transitierten und national verbrauchten Gases in etwa gleich hoch war und trotzdem das System zu rund 2/3 durch die systeminterne Netznutzung finanziert wurde, haben sich nunmehr die jeweils zu tragenden Finanzierungsanteile an die tatsächliche Netznutzung angeglichen. Die letzten verfügbaren Jahreszahlen zur Gasbilanz 2024 zeigen einen Anteil des Exports von rund 10 % und einen Anteil des nationalen Verbrauchs von rund 90 %. Diese Anteile haben sich damit an die Anteile der Buchungen nach Art der Netznutzung von 12 % bzw. 88 % angeglichen. Vor diesem Hintergrund ist das Ergebnis der Analyse der Verteilung der Buchungen und Erlöse grundsätzlich neutral. Auch die absolute Kostentragung von 84 % für die systeminterne Netznutzung und 16 % für die systemübergreifende Netznutzung hat sich insoweit angeglichen (Anteil der Erlöse gemäß Kostenzuweisungen nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460).

(ii) Analyse der technisch verfügbaren Kapazität und des Auslastungsgrades

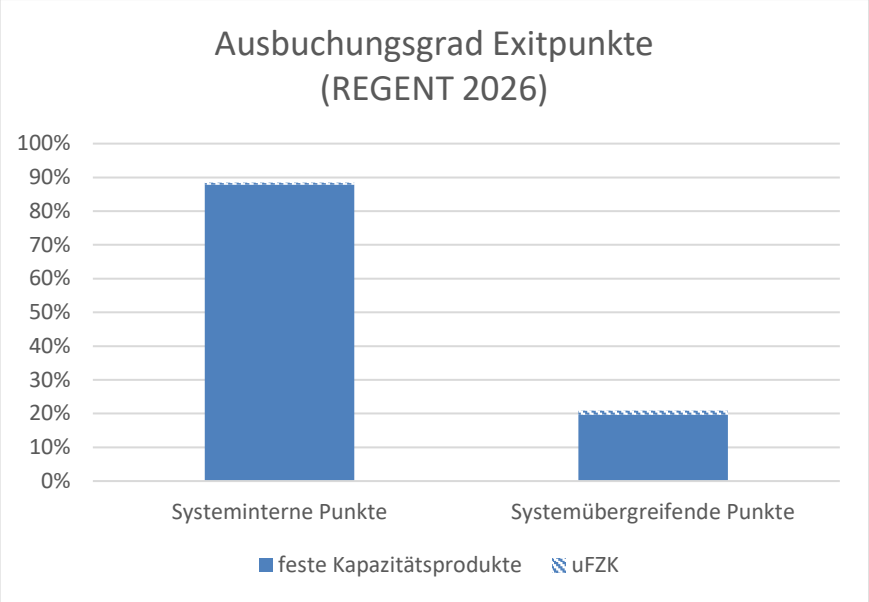
180 Im Rahmen der Diskussion zur Referenzpreismethode wird überwiegend auf die gebuchte Kapazität als Kostentreiber abgestellt. Die folgenden Analysen nehmen ergänzend die technisch verfügbare Kapazität und den Auslastungsgrad an den einzelnen Punkttypen in den Blick und zeigen die Veränderungen im Zuge der Verlagerungen seit dem Verfahren REGENT 2021 auf.

181 Hierbei entspricht der Wert der TVK der maximal möglichen, buchbaren Kapazität. Dies gilt für alle Kapazitäten einschließlich bedingter Kapazitätsprodukte mit Ausnahme von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten (uFZK). Letztere werden über die TVK hinaus („in unendlicher Höhe“) vermarktet und gegebenenfalls unterbrochen, wenn ein Transport auf Grund der Nutzung fester Kapazitätsprodukte nicht möglich ist.

182 Aus dem Verhältnis der aufsummierten prognostizierten gebuchten zur technischen Kapazität lässt sich näherungsweise der Ausbuchungsgrad bestimmen. Bei voller Ausbuchung entspricht die gebuchte Kapazität der technischen Kapazität bzw. geht über diese hinaus, wenn zusätzlich uFZK vermarktet wurden. Aufgrund dieses Umstands werden in den Analysen die Anteile der uFZK transparent ausgewiesen.

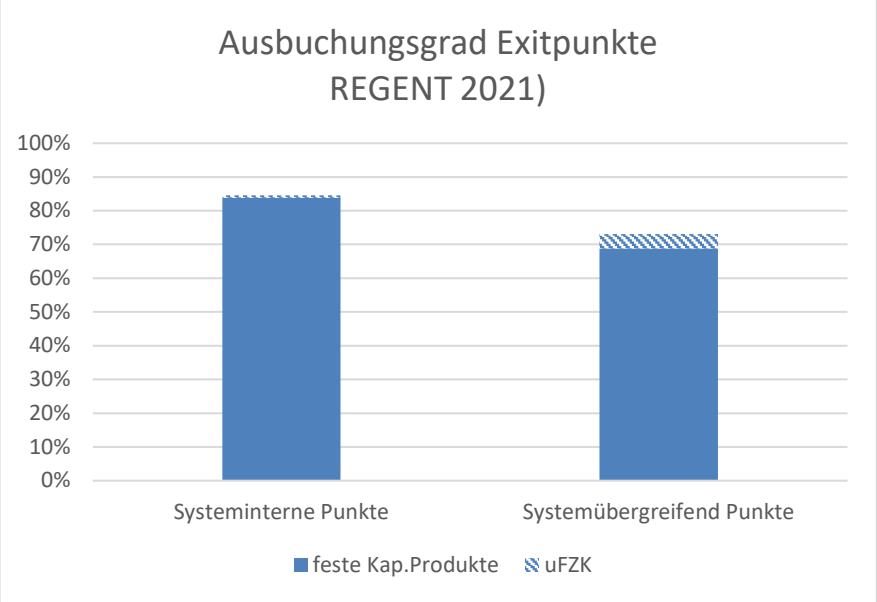
183 In der folgenden Abbildung ist der so ermittelte Ausbuchungsgrad für die Exit-Seite abgebildet. Hierbei wurden Speicher nicht betrachtet, da diese saisonal zu Gunsten aller Netznutzer genutzt werden.

184 *Abbildung 13:*



185 Zum Vergleich wird der Ausbuchungsgrad der Exit punkte gemäß der Festlegung REGENT 2021 dargelegt.

186 *Abbildung 14*



187 Die aktuelle Abbildung zeigt eine massiv stärkere Unterauslastung von Ausspeisepunkten, die mit dem systemübergreifenden Transport verbunden sind. Punkte, die mit dem systeminternen Transport verbunden sind, sind hingegen von einer deutlich höheren Auslastung geprägt. Diese Betrachtungen belegen insoweit im Vergleich zu einem System, das die technisch verfügbaren Kapazitäten für eine Verteilung der Kosten zugrunde legt, eine

systematische Quersubventionierung zugunsten der systemübergreifenden Buchungen. Bei einem Entgeltsystem, indem nicht die prognostizierten Buchungen, sondern die technisch verfügbaren Kapazitäten für die Kostenzuweisung herangezogen werden, würden die unterausgelasteten Punkte im Ergebnis sehr viel höher bepreist werden müssen. Anhand der oben dargestellten unterschiedlichen Unterauslastungen würde sich folglich ein deutlich höheres Entgelt bei den Grenzübergangspunkten ergeben. Ein solches Modell wäre möglich, zumal in Art. 5 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 die TVK als potentieller Kostentreiber genannt wird.

188 Da im Rahmen der Daten zur Festlegung REGENT 2026 sich nunmehr eine deutliche Angleichung der absoluten Netznutzung (Transport) zur Netznutzung nach Kapazitätsbuchung ergeben hat, können die verbleibenden Effekte der Unterauslastung und Kostentragung noch deutlicher herausgestellt werden.

189 Die Höhe der Quersubventionierung lässt sich näherungsweise beziffern, indem die Erlösanteile je Punkttyp bei einer einheitlichen Briefmarke (die nur auf die prognostizierten Kapazitätsbuchungen abstellt) den Erlösanteilen gegenübergestellt werden, die sich anhand des Anteils der TVK dieses Punkttypes an der gesamten TVK ergeben. Beim TVK-Ansatz würde die Zuordnung der gesamten Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen auf die einzelnen Punkttypen anhand des Anteils der TVK dieser Punkttypen an der gesamten TVK erfolgen. Für die hier angestellte Vergleichsrechnung bezüglich der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung wurde die Vorgehensweise des Kostenzuweisungstests nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 angewendet. Dementsprechend wurden die Werte bezüglich aller Entrybuchungen sowie der Exitbuchungen an Speichern anhand des Verhältnisses der eindeutig zuordenbaren Exit-Buchungen vorgenommen.

190 Bei der Wahl der TVK als Kostentreiber würde die systemübergreifende Netznutzung ca. 322 Mio. € an Mehrkosten im Vergleich zur Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke tragen. Im Rahmen der Festlegung REGENT 2021 wurde hier noch ein Wert von 81 Mio. € berechnet. Aufgrund des starken Abfalls des Auslastungsgrads der systemübergreifenden Netznutzung ist dieser Wert deutlich angestiegen (ein Teil des Anstiegs ist jedoch auf die Erhöhung der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen in 2026 im Vergleich zu 2021 zurückzuführen). Dies wird insbesondere deutlich bei der Betrachtung des oben dargelegten deutlich niedrigen Ausbuchungsgrades der systemübergreifenden Punkte im Vergleich zu dem Ausbuchungsgrad der systeminternen Punkte. Im Ergebnis wäre demnach bei der TVK als Kostentreiber das individuelle Leerstandsrisiko genauer allokiert. Hingegen tragen im System der einheitlichen Briefmarke die internen Bestellungen und die Letztverbraucher die Leerstandskosten der systemübergreifenden Punkte, obwohl sie selbst einen deutlich geringeren Leerstand aufweisen.

191 Dieser Aspekt legt nahe, dass jedenfalls insgesamt, etwa verbunden mit anderen Effekten wie z.B. einer Berücksichtigung von Distanzen als Kostentreiber (vgl. hierzu die technische Analyse der Distanzen nach REGENT 2021) keine unzulässige Quersubventionierung zu Lasten der systemübergreifenden Netznutzung erfolgt bzw., sollte es aufgrund von anderen Aspekten eine solche Quersubventionierung geben, diese in Summe deutlich kompensiert wird.

(iii) Analyse der Leitungsdurchmesser, Druckverhältnisse und Distanzen

192 Bezüglich der Analyse der Leitungsdurchmesser, Druckverhältnisse und Distanzen wird auf die Ausführungen im Verfahren REGENT 2021 verwiesen. Es ist nicht zu erwarten, dass sich bei diesen technischen Analysen neue Erkenntnisse ergeben haben.

(iv) Gesamtbewertung der quantitativen Analyse

193 Die Analyse hat gezeigt, dass nach wie vor einige gewichtige Aspekte für eine einheitliche Briefmarke sprechen.

194 Die Ergebnisse der in Teilen wiederholten Analyse legen nahe, dass bei Anwendung der einheitlichen Briefmarke die systemübergreifende Netznutzung nicht über Gebühr an den Gesamtkosten beteiligt wird. Eine Trennung der Netze nach den im Verfahren REGENT 2021 vorgeschlagenen Kriterien ist demnach nicht sachgerecht.

- Die systeminterne Netznutzung trägt bereits ca. 84 % der Gesamtkosten, wobei Stand 2024 ca. 90 % des eingespeisten Gases national verbraucht wird.
- Die systeminterne Netznutzung trägt die Leerstandskosten bei einer einheitlichen Briefmarke überproportional. Der Umfang der Quersubventionierung lässt sich mit ca. 322 Mio. € beziffern.
- Zu den Analysen zu Leitungsdurchmessern, Druckverhältnissen und Distanzen wird auf das Verfahren REGENT 2021 verwiesen. Aufgrund der deutlich gestiegenen Quersubventionierung bei Betrachtung der Leerstandsgrade ergibt sich, dass soweit diese Analysen nach Leitungsdurchmesser und Druckverhältnissen teilweise für eine höhere Kostentragung der systeminternen Netznutzung sprechen sollten, dies nunmehr mehr als deutlich durch die dargelegte Quersubventionierung kompensiert werden würde.
- Die Analysen nach Distanzen hatten hingegen bereits im Verfahren REGENT 2021 gezeigt, dass gemäß diesem Kostenreiber die systemübergreifende Netznutzung aufgrund höherer Distanzen stärker als die systeminterne Netznutzung belastet werden müsste.

195 Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse und der Ergebnisse im Verfahren REGENT 2021 hält die Beschlusskammer die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke weiterhin für sachgerecht.

(3) Regionale Netze

196 ACER empfiehlt eine weitergehende Analyse von sogenannten – nicht näher definierten – „regionalen Netzen“. Zuletzt wurde 2020 von ACER eine „vorläufige“ Definition vorgeschlagen. Dies hat sich jedoch nicht in der novellierten Gasrichtlinie oder Gasverordnung niedergeschlagen. Auch die von ACER im Prüfbericht zitierten Definitionen in Art. 2 Nr. 17 und 19 der Richtlinie (EU) 2024/1788 ergeben keine eindeutige Abgrenzung „regionaler Netze“.

197 Die Beschlusskammer verweist hinsichtlich des möglichen Vorhandenseins „regionaler Netz“ auf die Analyse der Leitungsdurchmesser und Druckverhältnisse der Fernleitungsnetze im Verfahren REGENT 2021. Im Rahmen dieser intensiven technischen Analyse der Fernleitungsnetze ergab sich kein eindeutiges Abgrenzungskriterium, welches das Vorhandensein sogenannter „regionaler Netze“ im deutschen Fernleitungssystem aufzeigt. Es ist nicht zu erwarten, dass sich beim Wiederholen dieser Analysen neue Erkenntnisse ergeben würden.

198 Insofern kommt die Beschlusskammer zu dem Schluss, dass im deutschen Fernleitungssystem keine eindeutig abgrenzbaren „regionale Netze oder Netzteile“ vorhanden sind. Auf Grund des Mangels an „regionalen Netzen oder Netzteilen“ im deutschen Fernleitungssystem erübrigt sich auch eine von ACER empfohlene Kostenumlage auf ausschließlich private Netznutzer. Selbst wenn es vereinzelt doch solche „regionalen Netzteile“ geben sollte, wären die Kosten bei der angewandten Referenzpreismethode sachgerecht der systeminternen Netznutzung zugeordnet, welche hauptsächlich von den nachgelagerten Netzen bezahlt wird. Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen bei den internen Bestellpunkten liegen bei 1,6 Mrd. € und stellen somit den weit überwiegenden Anteil der Gesamterlöse aus Fernleitungsdienstleistungen dar. Zudem trägt die systeminterne Netznutzung (Ausbuchungsgrad 85 %) die Leerstandskosten bei der einheitlichen Briefmarke überproportional gegenüber der systemübergreifenden Nutzung (Ausbuchungsgrad 73 %).

(4) Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke

199 Vor dem Hintergrund der Feststellungen unter den Ziffern (1) und (2) ist die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke im Vergleich zu anderen Referenzpreismethoden zu bewerten.

(i) Bedeutung des Entry-Exit-Systems

200 Zunächst ist festzuhalten, dass im bestehenden Entry-Exit-System von Vertragspfaden unabhängige Entgelte erhoben werden müssen, vgl. Art. 17 der Verordnung (EU) 2024/1789. Entsprechend Erwägungsgrund Nr. 3 der Verordnung (EU) 2017/460 sind nach der Einführung

des Konzepts des Ein- und Ausspeisesystems in der Verordnung (EG) 715/2009 die Fernleitungskosten nicht mehr direkt mit einer bestimmten Route verbunden, da die Netznutzer Ein- und Ausspeisekapazitäten getrennt kontrahieren und Gas zwischen beliebigen Ein- und Ausspeisepunkten transportieren lassen können. In diesem Rahmen entscheidet der Fernleitungsnetzbetreiber über den effizientesten Weg, auf dem er das Gas durch das Netz leitet. Durch die bei unbedingten Kapazitätsprodukten stets gegebene Erreichbarkeit des virtuellen Handelspunktes erfolgt eine Abstrahierung der Buchungen vom tatsächlichen Netzbetrieb. Vor diesem Hintergrund ist es nichtzutreffend, dass die Verordnung (EU) 2017/460 dem virtuellen Handelspunkt keine Bedeutung zumesse. Hierbei ist die Nutzung des virtuellen Handelspunktes zwar nicht zwingend. Die Erreichbarkeit des virtuellen Handelspunktes stellt jedoch den Wesenskern von festen, frei zuordenbaren Kapazitätsprodukten dar, für deren Entgelte die Referenzpreismethode unmittelbare Wirkung entfaltet.

201 Aus Sicht der Beschlusskammer sollten diese Aspekte des Marktgebietes von der Referenzpreismethode aufgegriffen und gefestigt und keinesfalls konterkariert werden. Die Referenzpreismethode der Briefmarke vermag es einerseits, ein gewisses Maß an Kostengerechtigkeit herzustellen, indem auf den anerkannten Kostentreiber der voraussichtlich gebuchten Kapazitäten abgestellt wird und damit im Wesentlichen die Vorhaltekosten des Leitungsnetzes abgebildet werden. Andererseits würdigt die Methode die Abstrahierung von Vertragspfaden, indem sie die Distanzen und konkrete Routen außer Acht lässt, und bepreist damit letztlich das Betreten bzw. Verlassen des Marktgebietes. Für den Transportkunden steht der Service im Vordergrund und nicht der konkrete physische Transport, so dass grundsätzlich keine direkte Verbindung zwischen einer Buchung und der Nutzung konkreter Infrastruktur besteht. Ausnahmen hierzu können bestehen, etwa im Fall von Bedingungen für verbindliche Kapazitätsprodukte, wie es bei Produkten mit Zuordnungsbeschränkungen der Fall ist. Solche Ausnahmefälle müssen aber gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 nicht in der Referenzpreismethode selbst angelegt sein, sondern sind lediglich bei der Festsetzung der Fernleitungsentgelte (und nicht der Referenzpreise) bei Bedarf zu berücksichtigen.

202 Unterschiede bei verschiedenen Punkten auf Ein- und Ausspeiseite für die Liquidität der Märkte ergeben sich hierbei nicht. Wenn das Gas ausgespeist wird, ist es nicht mehr im Marktgebiet. Es macht dabei keinen Unterschied, wohin es ausgespeist wird. Die bilanziellen Folgewirkungen sind bei systeminterner wie systemexterner Nutzung ebenfalls ähnlich und unterliegen in beiden Nutzungsfällen den Vorgaben zur Bilanzierung (GABi Gas). Auch im Bilanzierungssystem wird keine getrennte Behandlung von systeminterner und systemexterner Nutzung praktiziert. Die Bilanzierungsvorgaben adressieren neben den Endverbrauchern und Haushaltskunden im Fernleitungs- und Verteilernetzbereich auch die

systemübergreifenden Nutzer bei der Ausspeisung an Grenzübergangspunkten. Letztlich profitieren alle Netznutzer von der Liquidität am virtuellen Handelspunkt, unabhängig von der konkreten Nutzung der Kapazitätsprodukte im Einzelfall. Bezüglich der Ausspeiseseite besteht bei Produkten, für die die Referenzpreismethode unmittelbar Wirkung entfaltet, das verbriefte Recht, im Zweifel das Gas am liquiden, virtuellen Handelspunkt zu beschaffen.

(ii) Weitergehende Kostenzuordnungen

203 Eine weitergehende Kostenzuordnung etwa einzelner Leitungen zu bestimmten Buchungen ist in dem komplexen und vermaschten bundesweiten Marktgebiet hingegen nicht möglich. Die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke stellt in dieser Hinsicht auch nicht den Versuch dar, die Kosten einzelner Leitungen zu allokieren. Vielmehr erfolgt ein pauschalierender Ansatz ausgehend von den Erlösobergrenzen der Fernleitungsnetzbetreiber und deren jeweiligen Buchungsanteilen an den verschiedenen Gruppen von Punkttypen. So macht der Vorschlag dieser Referenzpreismethode deutlich, dass insbesondere auf der Einspeiseseite eine solche Allokation ausscheidet, da hier keine klare Differenzierung nach systeminterner und systemübergreifender Netznutzung möglich ist. Die Allokation auf der Ausspeiseseite erfolgt hier auch nicht nach konkreten Kostenstrukturen, sondern lediglich abstrahiert anhand der Anteile der Kapazitätsbuchungen. Es erfolgt also keine genauere Zuordnung von Kosten als bei einer einheitlichen Briefmarke, sondern lediglich eine andere, scheingenaue Zuordnung. Ergänzend werden die Zuordnungsversuche der netzpunkttypspezifischen Briefmarke und der funktionsspezifischen Briefmarke in den Abschnitt B.I.5.b)(5) bzw. B.I.5.b)(6) erörtert.

204 Die Referenzpreisemethode der kapazitätsgewichteten Distanz hingegen basiert neben dem Kostentreiber der Kapazität auf dem Kostentreiber der Distanz. Dies kann beispielsweise in linearen Systemen eine sachgerechte weitere Differenzierung sein, die zu mehr Kostengerechtigkeit führt. Je komplexer das System ist, desto geringer ist aber die Wahrscheinlichkeit, dass eine starre Kombination von Kapazität und Distanz zu einem tatsächlich verursachungsgerechten Entgelt führt. Wie erörtert, verhindert jedoch die Komplexität und Vermaschung der deutschen Fernleitungsnetze, dass die Distanz als sachgerechter Kostentreiber zu sehen wäre. Dies gilt auch vor dem Hintergrund der vollständigen bilanziellen Integration der H-Gas- und L-Gas-Netze, bei denen in der Regel gar keine physische Verbindung besteht, anhand der eine Distanz berechnet werden könnte.

205 Dabei kann allgemein festgestellt werden, dass durch die Bildung durchschnittlicher Preise zumindest eine (offene oder verdeckte) willkürliche Kostenallokation ausgeschlossen wird. Ein wesentlicher weiterer Faktor für eine hinreichende Kostenverursachungsgerechtigkeit sind Multiplikatoren nach Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/460, mit denen bei unterjährigen

Kapazitätsbuchungen ein angemessener Kostentragungsanteil an den ganzjährig anfallenden Vorhaltekosten des Leitungsnetzes gewährleistet wird. Ein weiterer Aspekt, der zu mehr Kostenverursachungsgerechtigkeit führt, ist die Berücksichtigung von Bedingungen für verbindliche Kapazitätsprodukte, Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460. Sofern mit einem Kapazitätsprodukt beispielsweise die feste Erreichbarkeit des virtuellen Handelspunktes nicht gewährleistet ist, ist ein entsprechender Abschlag auf das Entgelt sachgerecht. Diese Aspekte liegen zwar außerhalb der Referenzpreismethode. Sie zeigen jedoch, dass die Frage der Kostenverursachungsgerechtigkeit im Gesamtsystem der Entgeltbildung auch bei einer netzbetreiberübergreifenden Briefmarke erfüllt wird.

206 Der Referenzpreismethode der Briefmarke mag entgegengehalten werden, dass sie gar nicht erst versucht, eine direkte Kostenzuordnung durchzuführen. Andererseits wird dadurch auch verhindert, dass innerhalb einer komplexen Methode eine unsachgemäße, intransparente Kostenallokation stattfindet, die für Marktteilnehmer nicht ohne weiteres nachvollziehbar ist. So führt die Berücksichtigung des Kostentreibers der „Distanz“ nicht zwangsläufig dazu, dass die Besonderheiten der Fernleitungsnetze exakter abgebildet werden. Hierbei ist festzustellen, dass bei der Methode der kapazitätsgewichteten Distanz andere bedeutende Kostentreiber, wie z.B. die Druckdifferenz zwischen Eingangs- und Ausgangsgasdruck außer Acht gelassen werden. Somit besteht die Gefahr einer Übergewichtung des Kostentreibers der Distanz im Vergleich zu anderen potentiellen Kostentreibern.

207 Insbesondere bei Betrachtung des Handels über den virtuellen Handelspunkt wird deutlich, dass die kapazitätsgewichtete Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 Schwächen aufweist, denn sie ignoriert diesen Sachverhalt, während bei der Referenzpreismethode der Briefmarke ein einheitlicher Preis für den Zugang zum virtuellen Handelspunkt gewährleistet ist. Zur Überzeugung der Beschlusskammer kann diesem Aspekt nicht pauschal entgegengehalten werden, dass es unterschiedliche Tarife für den Zugang zum virtuellen Handelspunkt geben müsste. Dies kann in Fernleitungssystemen angebracht sein, bei denen aufgrund von stabilen Flüssen und klaren Aufkommensquellen näherungsweise bestimmt werden kann, wo ein virtueller Handelspunkt zu verorten wäre. Dies erfolgt beispielsweise in Österreich, wo aufgrund der Netzcharakteristik und der Flüsse der Kopplungspunkt Baumgarten als virtueller Referenzpunkt bestimmt werden kann. Bei den vermaschten und komplexen deutschen Fernleitungsnetzen ist eine solche Vorgehensweise jedoch ausgeschlossen. Vor diesem Hintergrund kann zur Überzeugung der Beschlusskammer auch nicht davon gesprochen werden, dass der eine oder andere Punkt bzw. generell der eine oder andere Punkttyp (z.B. Kopplungspunkte oder Punkte zu Letztverbrauchern) einen Zugang zum virtuellen Handelspunkt zu geringeren oder höheren Kosten ermöglicht.

208 Schließlich lassen die Vorgaben in Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 die Besonderheiten eines komplexen, von einer Vielzahl von Fernleitungsnetzbetreibern aufgespannten und qualitätsübergreifenden Marktgebietes außer Acht. Unterschiedliche Annahmen oder Ausgestaltung der Verbindung der H- und L-Gas-Netze würden zu unterschiedlichen Entgelten führen, ohne dass es hierzu zwingende Gründe im Sinne einer kostenverursachungsgerechten Entgeltbildung gäbe.

(iii) Kostentragung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung

209 Hierzu wurde die generelle Kostentragung der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzer vor dem Hintergrund der Anteile der Buchungen und Gasmengen erörtert. Tatsache ist, dass der Anteil des Transits im Vergleich zur Vergangenheit deutlich gesunken ist und der Anteil des Inlandsverbrauchs am gesamten, über das deutsche Fernleitungsnetz abgewickelten Gastransports bei Betrachtung der Gasmengen (nicht der Kapazitätsbuchungen) bei nunmehr rund 90 % liegt (unter der Festlegung REGENT 2021 noch 50 %). Äquivalent dazu wird nunmehr das gesamtdeutsche Fernleitungsnetz zu 84 % (nach Kosten) bzw. 88 % (nach Buchungen) von den Inlandskunden (systeminterne Netznutzung) finanziert.

210 Auch hat sich das spezifische Entgelt für die systemübergreifende Netznutzung im Ergebnis im Durchschnitt erheblich an das der systeminternen Netznutzung angeglichen. Dies ist aus den Angaben „Ratio intra cap“ und „Ratio cross cap“ in Anlage 2 ersichtlich. Diese Werte weisen die letztlich pro kWh/h/a einschlägigen Durchschnittsentgelte (Reservepreise) aus, wobei hier u.a. auch der Speicherrabatt bereits entsprechend der verschiedenen Varianten (siehe hierzu Abschnitt B.I.4) zugeordnet wurde. Bezüglich der Frage der anteiligen Kostentragung kommt nunmehr dem Aspekt der Quersubventionierung aufgrund des jeweiligen Leerstandes eine höhere Bedeutung zu. Dieser Aspekt spricht deutlich dagegen, dass eine unsachgerechte Konstentragung zu Lasten der systemübergreifenden Netznutzung erfolgt.

(iv) Bewertung der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke

211 Somit lässt sich festhalten, dass die Referenzpreismethode der Briefmarke die zur Erbringung der Fernleitungsdienstleistung tatsächlich entstandenen Kosten ausreichend Rechnung trägt und dabei die hohe Komplexität der deutschen Fernleitungsnetze berücksichtigt werden. Dies wird durch die quantitative Analyse in Abschnitt B.I.5.b)(2) bestätigt. Demnach ist auch eine abweichende Bewertung aufgrund von im Verfahren REGENT 2021 vorgetragenen, geringeren Stückkosten bei höheren Leitungsdurchmessern und Drücken vor dem

Hintergrund der analysierten weiteren Effekte etwa in Bezug auf Distanzen und insbesondere Leerstandskosten nicht gerechtfertigt. Die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 vermag bei den Gegebenheiten des deutschen Marktgebietes trotz einer erheblich gesteigerten Methodenkomplexität keine größere Kostenverursachungsgerechtigkeit herbeiführen. Im Gegenteil würde durch die starke Fokussierung auf einen einzelnen Kostentreiber (hier: Distanz) unter Außerachtlassung weiterer Kostentreiber wie Anlagenalter, Designparameter, Gasbeschaffenheit an den Einspeisepunkten oder Druckdifferenz zwischen Eingangs- und Ausgangsgasdruck eher eine Schein-Verursachungsgerechtigkeit erwirkt.

(5) Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke

212 Mit der im Verfahren REGENT 2021 vorgeschlagenen Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke wurde der Versuch unternommen, den tatsächlich entstandenen Kosten der Kapazitätsbuchungen unter Berücksichtigung der Komplexität der Fernleitungsnetze durch eine Ausdifferenzierung besser Rechnung zu tragen. Dabei erfolgte die Annahme, dass die systemübergreifende Netznutzung geringere Kosten verursache und dementsprechend bereits im Grundsatz geringer zu bepreisen sei als die systeminterne Netznutzung. Hierfür wurde im Wesentlichen darauf abgestellt, dass für systemübergreifende Flüsse kostengünstigere Leitungssysteme relevant seien.

213 Diesbezüglich wird auf die Erwägungen im Beschluss REGENT 2021 verwiesen. Hinzu kommt, dass ebendiese Leitungen, unterstellt, sie wären wie erörtert separierbar, nunmehr überwiegend einen deutlich höheren Leerstand aufweisen und demnach höher bepreist werden müssten.

214 Aufgrund der aufgezeigten Erwägungen erachtet die Beschlusskammer die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke im Hinblick auf Aspekte der Verursachungsgerechtigkeit unter Berücksichtigung der Komplexität der Fernleitungsnetze nicht als vorzugswürdig gegenüber der Referenzpreismethode der Briefmarke.

(6) Funktionsspezifische Briefmarke anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben

215 Die Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben wurde im Verfahren REGENT 2021 vorgeschlagen und stellt einen Versuch dar, die Defizite der Referenzpreismethode der netzpunktypspezifischen Briefmarke im Hinblick auf deren mangelnde Kostenzuordnung zu beseitigen, indem sie etwas differenzierter an unterschiedliche Bestandteile der Erlösobergrenzen der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber anknüpft, um die entsprechenden

Kosten vermeintlich zielgerichtet der systeminternen bzw. der systemübergreifenden Netznutzung zuzurechnen. Ebenso wie bei der netzpunkttypspezifischen Briefmarke stellt sich allerdings auch hier die Frage, ob eine solche scharfe Trennung zwischen systeminterner und systemübergreifender Netznutzung überhaupt möglich ist. Auch die Kostenzuordnung zu den beiden Nutzungsformen – wenn man von deren klarer Unterscheidbarkeit ausgeht – ist keineswegs eindeutig. Alle vorgeschlagenen Varianten der Aufteilung arbeiten mit einem pauschalen Ansatz, der anhand eines einzelnen Indikators die gesamte Kostenbasis der Fernleitungsnetzbetreiber zuordnen soll. Ob sich aus den vorgeschlagenen Indikatoren tatsächlich eine belastbare Aussage über den Anteil der systemübergreifenden Nutzung ableiten lässt, ist fraglich. Diesbezüglich wird auf die Erwägungen im Verfahren REGENT 2021 verwiesen (siehe dort zu den Grundannahmen, zur Trennbarkeit der Kosten im Hinblick auf die systeminterne und systemübergreifende Netznutzung, zur Betrachtung von Distanzen und Auslastungsgraden, zur Bedeutung der systeminternen Netznutzung für das übergeordnete Netz, zum Kapazitätsgerüst für das übergeordnete Netz, zur Zuordnung von Speichern und Gaskraftwerken und zur abschließenden Bewertung im Hinblick auf die Verursachungsgerechtigkeit). Zudem müssten auch bei der funktionsspezifischen Briefmarke nunmehr die überwiegend deutlich höheren Leerstandskosten der systemübergreifenden Netznutzung dieser zugeordnet werden bzw. von dieser selbst getragen werden.

216 Zur Überzeugung der Beschlusskammer erweist sich auch die Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke als nicht vorzugswürdig gegenüber der einheitlichen Briefmarke.

(7) Weitere Referenzpreismethoden

217 Neben den Referenzpreismethoden der einheitlichen Briefmarke, der netzpunkttypspezifischen Briefmarke, der funktionsspezifischen Briefmarke anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben und der kapazitätsgewichteten Distanz wurde im Rahmen der Verfahren zu den Vorgängerbeschlüssen BK9-18/610-NCG und BK9-18/611-GP seitens ACER die Referenzpreismethode einer Matrix geltend gemacht. Diese sei dann zu erörtern, wenn nach näheren Bewertungen die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke sich als nicht verursachungsgerecht herausstellen sollte.

218 Zum einen kann zur Überzeugung der Beschlusskammer die Verursachungsgerechtigkeit der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke insbesondere vor dem Hintergrund der Komplexität der Fernleitungsnetze dargelegt werden. Zum anderen stellt die Referenzpreismethode einer Matrix für die deutschen Fernleitungsnetze keine gangbare Methode dar. Diese Referenzpreismethode erfordert zunächst eine Fülle von Eingangsparametern: Ausgehend von einer vollständigen kartographischen Hinterlegung des

gesamten Netzes müssen für jeden einzelnen Leitungsabschnitt die Länge, die Kapazität sowie die Errichtungskosten bekannt sein. Zudem müssen für jede Kombination von Ein- und Ausspeisepunkten die entsprechenden Leitungsabschnitte zugeordnet werden. Dies kann realistischerweise nur geschehen, wenn das Fernleitungsnetz einen stabilen, typischen Fluss aufweist. Eine solche Zuordnung ist hingegen in einem vermaschten Netz mit der Möglichkeit, diesen von verschiedenen Seiten aufzuspeisen, nicht sachgerecht möglich. Zudem spricht die jüngst erfolgte massive Flussverlagerung entschieden gegen eine solche Pfadbildung. Eine entsprechende Matrix hätte sodann für das deutsche Marktgebiet nahezu eine Million Werte.

219 Eine solche Methode wäre zudem hochgradig intransparent für Netznutzer und in vielerlei Hinsicht in den Ergebnissen von Annahmen abhängig, die bei den Berechnungsschritten durchgeführt werden müssten. Auch hier würde gelten, dass kleine Änderungen an diesen Annahmen regelmäßig zu völlig anderen Tarifen führen würde.

c) Art. 7 S. 2 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460

220 Gemäß Art. 7 S. 2 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 soll die Referenzpreismethode darauf abzielen, Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten und eine unzulässige Quersubventionierung zu verhindern, wobei unter anderem die Bewertung der Kostenzuweisung gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 zu berücksichtigen ist. Damit wird die in Art. 17 der Verordnung (EU) 2024/1789 geregelte Anforderung konkretisiert, dass die genehmigten Tarife oder Methoden zu ihrer Berechnung nichtdiskriminierend sind und Quersubventionierungen zwischen den Netznutzern vermeiden.

221 Die Referenzpreismethode der Briefmarke wird diesen Anforderungen gerecht, denn sie gewährleistet aufgrund der Gleichbehandlung aller prognostizierten Kapazitätsbuchungen die Gleichbehandlung aller Netznutzer und damit Diskriminierungsfreiheit. Die vorzunehmende Aufteilung der Erlöse auf die Einspeise- und Ausspeisepunkte (Entry-Exit-Split) erfolgt diskriminierungsfrei allein anhand der prognostizierten gebuchten Kapazitäten für eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung. Einzelne Netznutzer oder Gruppen von Netznutzern werden hierbei nicht bevor- oder benachteiligt, denn gleiche Leistungen werden identisch bepreist. Insbesondere ist der Referenzpreis für den Zugang zum virtuellen Handelspunkt stets identisch.

222 In diesem Zusammenhang ist zudem festzuhalten, dass sich die Anteile der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung an den durchgeleiteten (transportierten) Erdgasmengen, an den Kapazitätsbuchungen und an der Kostentragung weitgehend angeglichen haben. In Verbindung mit den deutlich höheren Leerstandskosten bei der systemübergreifenden Netznutzung ist eine Diskriminierung der systemübergreifenden

Netznutzung fernliegend. Dies wird zudem durch die systematischen Analysen unter B.I.5.b)(2) gestützt.

223 Dass keine unzulässige Quersubventionierung der systembergreifenden Netznutzung erfolgt, verdeutlichen auch die unter Abschnitt B.I.4 dargelegten Ergebnisse der Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460.

224 Die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 wird diesen Anforderungen hingegen nicht in gleichem Maße gerecht. Der starre Ansatz eines Entry-Exit-Splits von 50/50 gemäß Art. 8 Abs. 1 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460 verhindert eine sachgerechte, dem jeweiligen Einzelfall entsprechende Allokation der Kosten bzw. Erlöse auf die Ein- und Ausspeisepunkte. Der Zugang zum virtuellen Handelspunkt wird unterschiedlich bepreist, wofür es in einem vermaschten Fernleitungsnetz keine sachliche, sich aus der Distanz ergebende Rechtfertigung bzw. keine Verortung dieser Problematik in den detaillierten Vorgaben des Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 gibt. Wegen weiterer Einzelheiten zur Bewertung der Kostenzuweisung bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz wird auf die Abschnitte B.I.5.e) und B.I.6 verwiesen.

225 Auch die im Verfahren REGENT 2021 vorgeschlagenen Referenzpreismethoden der netzpunkttypspezifischen Briefmarke sowie der funktionsspezifischen Briefmarke werden diesen Anforderungen nicht in gleichem Maße gerecht. Zwar könnte die höhere Bepreisung von Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern und nachgelagerten Netzbetreibern dadurch gerechtfertigt werden, dass diese im Vergleich zu Ausspeisepunkten in Form von Grenzübergangspunkten höhere Kosten verursachen. Jedoch ist bereits diese Annahme zu bezweifeln (siehe hierzu insgesamt die Ausführungen unter Abschnitt B.I.5.b)). Darüber hinaus wurde in den weitergehenden Analysen festgestellt, dass sich bezüglich der systeminternen Netznutzung eine systematische Ungleichbehandlung im Vergleich zu Grenzübergangspunkten einstellen würde, obwohl sich die technische Anschlusssituation hier überwiegend nicht unterscheidet. Dies ist nicht nur dann der Fall, wenn es sich um Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern und nachgelagerten Netzen in Grenznähe bzw. in der Nähe von Grenzübergangspunkten handelt, sondern auch bei allen entsprechenden Ausspeisepunkten, die in der Nähe von größeren Leitungsstrukturen liegen (siehe hierzu die nähergehende Analyse unter B.I.5.b)(2)(iii)).

226 Aufgrund dieser Erwägungen erachtet die Beschlusskammer die vorgeschlagenen Referenzpreismethoden der netzpunkttypspezifischen Briefmarke und der funktions-spezifischen Briefmarke im Hinblick auf die zu gewährleistende Diskriminierungsfreiheit und das Verhindern einer unzulässigen Quersubventionierung unter Berücksichtigung der

Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 nicht als vorzugswürdig gegenüber der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke.

d) Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460

227 Gemäß Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 soll die Referenzpreismethode darauf abzielen, sicherzustellen, dass ein erhebliches Mengenrisiko, insbesondere in Verbindung mit dem Gastransport über ein Ein- und Ausspeisesystem hinweg, nicht von den Endkunden dieses Ein- und Ausspeisesystems zu tragen ist. Eine direkte Entsprechung hierzu findet sich nicht in Art. 17 der Verordnung (EU) 2024/1789.

228 Hierzu heißt es in Erwägungsgrund Nr. 6 der Verordnung (EU) 2017/460, dass die Fernleitungsnetzbetreiber in manchen Ein- und Ausspeisesystemen erheblich mehr Gas in andere Systeme als zu Verbrauchszwecken in ihr eigenes Ein- und Ausspeisesystem transportieren. Die Referenzpreismethoden sollten daher die erforderlichen Sicherheitsmechanismen umfassen, um „gefangene“ Kunden vor den Risiken zu schützen, die mit großen Transitflüssen einhergehen.

229 Im deutschen Ein- und Ausspeisesystem wird jedoch nicht erheblich mehr, sondern im Gegenteil nunmehr deutlich weniger Gas in andere Systeme als zu Verbrauchszwecken im eigenen Ein- und Ausspeisesystem transportiert. Dies gilt unabhängig davon, ob dabei eine Bewertung anhand der gebuchten Kapazitäten oder anhand des tatsächlichen Gasflusses vorgenommen wird. Es ist also bereits fraglich, ob diese Anforderung nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 überhaupt für die Referenzpreismethode, die für das deutsche Ein- und Ausspeisesystem festgelegt wird, relevant ist.

230 Es ist auch fraglich, ob das hiermit verbundene Risiko einer starken Senkung der Kapazitätsnachfrage für die marktgebietsübergreifende Netznutzung überhaupt durch die Referenzpreismethode adressiert werden kann. Die Systematik einer Referenzpreismethode geht (im Fall eines Regulierungssystems mit einer Erlösobergrenze gemäß § 21a EnWG, vgl. Art. 3 S. 2 Nr. 3 der Verordnung (EU) 2017/460) von bestimmten Erlösen aus, die mit Fernleitungsentgelten zu erzielen sind. Entgelte und Erlöse haben stets Bezug zu einer Entgeltperiode, vgl. Art. 3 S. 2 Nr. 23 der Verordnung (EU) 2017/460. Realisiert sich das hier adressierte Mengenrisiko, kann ein Ausgleich über das Regulierungskonto gemäß Art. 17 ff. der Verordnung (EU) 2017/460 in der Zukunft erfolgen. Für die laufende Entgeltperiode kann lediglich eine möglichst exakte Prognose der gebuchten Kapazitäten als Grundlage für die Entgeltbildung herangezogen werden.

231 Die Referenzpreismethode der Briefmarke bietet zumindest den Vorteil, dass sich aufgrund der Durchschnittsbildung nur geringe Schwankungen ergeben, wenn einzelne Fluss- und Lastverlagerungen stattfinden oder diese völlig entfallen. Die Methode ist also nicht von einer

möglichst genauen punktspezifischen Kapazitätsprognose abhängig. Aufgrund der Durchschnittsbildung und der diskriminierungsfreien Entgeltbildung unabhängig von der Typisierung von Ein- und Ausspeisepunkten wird das Mengenrisiko von allen (zukünftigen) Netznutzern gleichermaßen getragen.

232 Weitergehende Lösungen etwa in Form eines Systemwechsels zu einem Regulierungssystem mit Preisobergrenze (Art. 3 S. 2 Nr. 17 der Verordnung (EU) 2017/460) sind im Rahmen der Bewertung der Referenzpreismethode anhand der Kriterien in Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 nicht relevant. Bezogen auf das Regulierungskonto ist durch Art. 19 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 zwingend vorgegeben, dass nur ein Regulierungskonto genutzt werden darf, so dass beispielsweise separate Regulierungskonten für die systemübergreifende und systeminterne Netznutzung ausgeschlossen wären. Verbleibenden Mengenrisiken wird durch eine möglichst genaue Prognose der gebuchten Kapazitäten durch die Fernleitungsnetzbetreiber entgegengewirkt. Die Güte der Prognose kann jedoch nicht abstrakt festgelegt werden.

233 Im Vergleich zur Referenzpreismethode der Briefmarke erfüllt die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 das Kriterium nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 aufgrund der schlechteren Prognosegüte weniger gut. Die Methode führt zu punktspezifisch relativ stark voneinander abweichenden Entgelten und macht eine Prognose des Händlerverhaltens damit erheblich schwieriger als die Referenzpreismethode der Briefmarke. Tendenziell könnten sich also unter Umständen bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 höhere Beträge auf dem Regulierungskonto einstellen, was die Problematik der Abwälzung des Mengenrisikos auf Endkunden des Ein- und Ausspeisesystems erhöhen würde.

234 Somit lässt sich festhalten, dass die Referenzpreismethode der Briefmarke aufgrund der geringeren Anfälligkeit für Prognosefehler die Anforderungen des Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 zumindest besser erfüllt als die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460.

235 Im Rahmen des Verfahrens REGENT 2021 wurde an die Beschlusskammer die Befürchtung herangetragen, dass es zu einer generellen Abnahme der systemübergreifenden Netznutzung und damit tendenziell zu höheren Entgelten aufgrund des Entfalls entsprechender Kostenträger kommen könnte. Auch vor diesem Hintergrund wurden die Referenzpreismethoden der netzpunkttypspezifischen Briefmarke und der funktionsspezifischen Briefmarke vorgeschlagen. Diesbezüglich ist festzuhalten, dass ein solcher Effekt bis 2022 nicht zu beobachten war. Erst mit dem Wegfall der russischen Gaslieferungen haben sich gesamthafte Verschiebungen im Gasmarkt ergeben, welche sich

auch bei einer anderen Referenzpreismethode in ähnlicher Form ergeben hätten. Wie dargelegt, konnte die Referenzpreismethode der Briefmarke diese Effekte sehr gut einfangen und selbst diejenigen Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen, die zwar für die Versorgungssicherheit notwendige Leitungen betreiben, aber keinerlei eigene Buchungen mehr aufweisen.

236 Aufgrund der aufgezeigten Erwägungen erachtet die Beschlusskammer die Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen und der funktionsspezifischen Briefmarke im Hinblick auf das Mengenrisiko nicht als vorzugswürdig gegenüber der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke.

e) Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460

237 Gemäß Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460 soll die Referenzpreismethode darauf abzielen, zu gewährleisten, dass die resultierenden Referenzpreise den grenzüberschreitenden Handel nicht verzerren. Ergänzend hierzu regelt Art. 17 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2024/1789, dass die genehmigten Tarife bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung den effizienten Gashandel fördern und Wettbewerb erleichtern müssen. Gemäß Art. 17 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2024/1789 dürfen durch die Tarife für den Netzzugang weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg verzerrt werden.

238 Vom Wortlaut ergeben sich für verschiedene Aspekte unterschiedliche Anforderungen an die Referenzpreismethode. Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460 lässt es genügen, dass die resultierenden Referenzpreise den grenzüberschreitenden Handel lediglich nicht verzerren. Diese Anforderung wird in Art. 17 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2024/1789 ebenfalls genannt, allerdings mit Bezug auf die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze. Während der grenzüberschreitende Handel gemäß Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460 im Kontext des Erdgasbinnenmarktes grenzüberschreitend im Sinne von mehrere Mitgliedstaaten betreffend meint, ist Art. 17 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2024/1789 vom Wortlaut abweichend gefasst, da auf die Grenzen von Fernleitungsnetzen Bezug genommen wird. Letzteres kann vom Wortlaut nicht nur Grenzen zwischen Ein- und Ausspeisesystemen, sondern auch Grenzüberschreitung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems betreffen. In dem genannten europäischen Kontext ist jedoch davon auszugehen, dass nach der Einführung des Konzepts des Ein- und Ausspeisesystems hiermit der Handel über mehrere Ein- und Ausspeisesysteme hinweg gemeint ist.

239 Unter diesen Prämissen stellt sich also die Frage, ob durch die Referenzpreismethode und der damit einhergehenden Entgeltbildung an Grenzübergangspunkten eine Verzerrung des Handels stattfindet. Letztlich läuft dies darauf hinaus, ob an diesen Punkten ein

kostenverursachungsgerechter Tarif gebildet wird. Es wurde bereits dargelegt, dass die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke darauf abzielt, den bei der Erbringung der Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich entstandenen Kosten unter Berücksichtigung der Komplexität des Fernleitungsnetzes Rechnung zu tragen, Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460. Eine darüberhinausgehende Förderung des grenzüberschreitenden Handels durch eine Quersubventionierung zu Lasten der systeminternen Netznutzung ist nicht angebracht. In Ausnahmefällen mag dies eine gerechtfertigte und zulässige Quersubventionierung im Sinne von Art. 7 S. 2 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 darstellen, etwa im Fall der Festlegung von Multiplikatoren im Wertebereich zwischen 0 und 1 für Tages-Standardkapazitätsprodukte sowie untertägige Standardkapazitätsprodukte zur Förderung des kurzfristigen Handels in ausreichend begründeten Fällen, Art. 13 Abs. 1 lit. b S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460. Jedenfalls kann es aber nicht zwingend sein, eine Referenzpreismethode festzulegen, die durch Quersubventionierung den grenzüberschreitenden Gashandel fördert. Dies würde auch den Grundannahmen der Bewertung der Kostenzuweisung gemäß Art. 7 S. 2 lit. c i.V.m. Art. 5 Verordnung (EU) 2017/460 widersprechen, da eine exzessive Förderung des grenzüberschreitenden Handels stets zu einem rechtfertigungsbedürften Ergebnis der Bewertung führen würde (vgl. Art. 5 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/460).

240 Anhaltspunkte dafür, dass die Referenzpreismethode der Briefmarke den effizienten Gashandel nicht fördert und den Wettbewerb nicht erleichtert (Art. 17 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2024/1789), bestehen keine. Es handelt sich bei der festgelegten Referenzpreismethode um eine einfache, nachvollziehbare Methode, die den Netznutzern die Berechnung der Entgelte und die Prognose künftiger Entgelte erleichtert und die Transaktionskosten im Vergleich zu einer komplexeren Referenzpreismethode senkt. Gleiches gilt für eine etwaige Einschränkung der Marktliquidität gemäß Art. 17 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2024/1789.

241 Schließlich kann für die Beurteilung, ob die Referenzpreismethode den grenzüberschreitenden Handel verzerrt, auch das Ergebnis der Bewertung der Kostenzuweisung herangezogen werden. Die Ergebnisse der Berechnungen nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 legen nahe, dass keine Benachteiligung der systemübergreifenden Netznutzung vorliegt.

242 Die Beschlusskammer hat, ausgehend von den Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber zu den punktspezifischen Referenzpreisen gemäß der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz gemäß Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 und den Kapazitätsprognosen die sich voraussichtlich einstellenden Erlöse an den Einzelpunkten berechnet und aufbauend auf diesen Werten die Bewertung der Kostenzuweisung auch indikativ für die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz durchgeführt. Die

Berechnungen hat die Beschlusskammer zum einen mit den sogenannten unangepassten Kapazitätsprognosen und zum anderen mit den angepassten Kapazitätsprognosen als Kostentreiber durchgeführt, um durch letzteres den reinen Effekt der Distanzgewichtung aufzuzeigen. Zur Illustration wird in Anlage 2 die Berechnung mit angepassten Kapazitäten als Kostentreiber auch für die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke ausgewiesen, wobei diese Berechnung definitionsgemäß einen Vergleichsindex von 0 % ergibt. Bei diesen Betrachtungen wurde der Entry-Exit-Split von 33/67 berücksichtigt, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Darüber hinaus wurde die Zuordnung der Speicher zur systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung anhand der angepassten Kapazitäten vorgenommen, was mit 13 % für die systemübergreifende Netznutzung eine leichte Abweichung zur Zuordnung anhand der unangepassten Kapazitäten darstellt (dort 12 %).

243 Hierbei hat sich gezeigt, dass der Distanzeffekt im Durchschnitt zu einer höheren Kostentragung der systemübergreifenden Netznutzung führt (Vergleichsindex von 26,2 %. Diese Betrachtung zeigt deutlich, dass aufgrund der (wegen der geographischen Gegebenheiten naheliegenden) größeren durchschnittlichen Distanzen bei der systemübergreifenden Netznutzung ebendiese Punkte bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz mit höheren Entgelten belastet werden. Darin muss noch keine Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels liegen; wenn durch den pauschalen und unbedingten Ansatzes des Kostentreibers der Distanz tatsächlich eine höhere Kostenverursachungsgerechtigkeit gegeben wäre, was jedoch angesichts der Komplexität der Fernleitungsnetze zumindest zweifelhaft ist, siehe die Ausführungen unter Abschnitt B.I.5.b). Es besteht jedoch zumindest die Gefahr einer Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels beim Ansatz der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz, so dass diese im Vergleich zur Referenzpreismethode der Briefmarke das Kriterium gemäß Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460 weniger gut erfüllt.

244 Dabei fallen die Erhöhungen der Referenzpreise im Vergleich zur Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz zum Teil erheblich aus. Insofern wird auf die Ausführungen unter Abschnitt B.I.6 verwiesen.

245 Hierbei hält die Beschlusskammer daran fest, die Bewertung der Kostenzuweisung ohne Distanz als Kostentreiber durchzuführen. Auch bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz könnten allein Aussagen zu außerhalb der Referenzpreismethode liegenden Sachverhalten wie Speicherrabatten etc. getroffen werden, sofern die Kostentreiber für die Kostenbewertung (hier die kapazitätsgewichtete durchschnittliche Distanz je Punkt) wie die Kapazitäten und Erlöse entsprechend Art. 5 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 gewichtet werden und ein kapazitätsgewichteter Entry-Exit-Split angesetzt wird. Bei einer anderen Gewichtung der Kostentreiber, beispielsweise an

Einspeisepunkten getrennt nach der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung, würden sich rechnerisch andere Ergebnisse ergeben. Hiermit würde allerdings lediglich zu Tage treten, dass Art. 5 und Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 unterschiedliche Berechnungen vorsehen. Mit anderen Worten würde bei der Bewertung der Kostenzuweisung schlicht festgestellt, dass Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 Einspeisepunkten einen jeweiligen Referenzpreis zuweist und bei der Buchung nicht differenziert wird, ob der Zweck der Buchung systemintern oder systemübergreifend ist (was in einem Ein- und Ausspeisesystem und der Buchung von frei zuordenbaren Kapazitäten auch gar nicht möglich ist).

246 Im Hinblick auf die im Verfahren REGENT 2021 vorgeschlagenen Referenzpreismethoden der netzpunkttypspezifischen Briefmarke und der funktionsspezifischen Briefmarke mag es sein, dass durch eine generelle Verteuerung der inländischen Ausspeisepunkte (im Vergleich zur einheitlichen Briefmarke) und der damit einhergehenden Entgeltminderung an Ausspeisepunkten zu benachbarten Ein- und Ausspeisesystemen der grenzüberschreitende Handel durch eine solche Subventionierung gefördert wird. Die damit einhergehenden Fragen mit Bezug zur Verursachungsgerechtigkeit, zur Diskriminierungsfreiheit und zum Mengenrisiko wurden bereits unter den Abschnitten B.I.5.b) bis B.I.5.d) erörtert. Diese Erwägungen lassen wie aufgezeigt nicht den Schluss zu, dass eine Förderung des grenzüberschreitenden Handels angebracht ist. Die Referenzpreismethode der Briefmarke hingegen erfüllt genau die Kriterien in Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460, da sie den grenzüberschreitenden Handel durch die Gleichbehandlung nicht verzerrt.

f) Zwischenergebnis für Art. 7 S. 2 lit. a bis e der Verordnung (EU) 2017/460

247 In der Gesamtschau der Kriterien nach Art. 7 S. 2 lit. a bis e der Verordnung (EU) 2017/460 erfüllt die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke alle Anforderungen und schneidet im Vergleich zur Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 besser ab. Eine etwaige geringere Kostenverursachungsgerechtigkeit durch Durchschnittsentgelte wird durch die weitaus höhere Transparenz und Prognosegüte ausgeglichen. Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke gewährleistet in hohem Maße die Diskriminierungsfreiheit der Entgeltbildung. Auch der Zugang zum virtuellen Handelspunkt wird durch die Referenzpreismethode der Briefmarke in sachgerechter Weise einheitlich bepreist, ohne dass hierzu eine Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460 durchgeführt werden müsste. Wie erörtert, sprechen auch keine durchschlagenden Gründe dafür, statt der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke die im Verfahren REGENT 2021 vorgeschlagenen Referenzpreismethoden der netzpunkttypspezifischen Briefmarke oder der funktionsspezifischen Briefmarke festzulegen.

g) Art. 17 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2024/1789

248 Darüber hinaus ergeben sich aus dem Verweis gemäß Art. 7 S. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 auf Art. 17 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2024/1789 weitere Kriterien zur Bewertung der Referenzpreismethode, die nicht bereits von Art. 7 S. 2 lit. a bis e der Verordnung (EU) 2017/460 näher spezifiziert sind. Gemäß Art. 17 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2024/1789 müssen die genehmigten Tarife bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung nämlich auch der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten.

249 Aus Sicht der Beschlusskammer kann insbesondere eine transparente und einfach nachvollziehbare Referenzpreismethode wie die einheitliche Briefmarke zur Interoperabilität der Fernleitungsnetze beitragen und leistet dies besser, als mit schwierigen Abstimmungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern zu berechnende Referenzpreismethoden wie die Methode der der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 sowie die Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke. Gerade die Entgeltbildung an virtuellen Kopplungspunkten nach Art. 22 der Verordnung (EU) 2017/460, die einer Abstimmung zwischen den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern bedarf, wird durch eine ohnehin einheitliche Bepreisung erheblich erleichtert. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass nur aufgrund der Beteiligung an Leitungsgesellschaften überhaupt mehrere Fernleitungsnetzbetreiber die entsprechenden Kopplungspunkte anbieten und es hier in der Vergangenheit zu Diskrepanzen zwischen den grundsätzlichen Kapazitätsrechten und den vermarkteten Kapazitäten gekommen ist. Auch die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke mag dieses Kriterium erfüllen. Aspekte der Netzintegrität und der Anreize für Investitionen hingegen werden von einer abstrakten Referenzpreismethode aus Sicht der Beschlusskammer nicht berührt. Diese sind hinreichend durch die Regelungen nach §§ 21, 21a EnWG adressiert.

h) Grundsatz der Energiesolidarität

250 Im Rahmen von Gerichtsverfahren gegen die Vorgängerentscheidungen BK9-18/610-NCG und BK9-18/611-GP wurde vorgetragen, die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke verstoße gegen den primärrechtlichen Grundsatz der Energiesolidarität gemäß Art. 194 Abs. 1 AEUV. So seien in keiner Weise mögliche Entgelt- und Preissteigerungen der angrenzenden oder mittelbar über deutsche Transitrouten versorgten Mitgliedstaaten gegen das Interesse Deutschlands an der Anwendung einer vollständig einheitlichen Briefmarkenmethode abgewogen worden.

251 Ob der Grundsatz der Energiesolidarität in der vorliegenden Konstellation, in der nicht ein Unionsorgan handelt, überhaupt anwendbar ist, ist bereits fraglich. Jedenfalls macht Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 etwaige Aspekte der Energiesolidarität unmittelbar zum Bestandteil des verordnungsrechtlichen Prüfprogramms. So ist nach Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460 sicherzustellen, dass die aus der festgelegten Referenzpreismethode resultierenden Referenzpreise den grenzüberschreitenden Handel nicht verzerren. Zudem ist nach Art. 7 S. 2 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten und eine unzulässige Quersubventionierung zu verhindern. Durch die Berücksichtigung der nicht zu diskriminierenden Netzkunden sind auch die Belange jener Gashändler umfasst, die Erdgas über Deutschland an Endkunden in anderen Mitgliedstaaten verbringen – und dies im Zusammenspiel mit lit. e sogar mit besonderem Augenmerk. Da sich die von diesen Netzkunden zu zahlenden Netzentgelte unmittelbar in den Verbraucherpreisen in anderen Staaten niederschlagen, gibt es insoweit keine Trennung zwischen den Interessen der Mitgliedstaaten und der entsprechenden Netzkunden. Es ist deshalb nicht ersichtlich, welche über die Prüfung der in Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 niedergelegten Voraussetzungen hinausgehenden Gesichtspunkte im Zusammenhang mit dem Grundsatz der Energiesolidarität zu erörtern sein sollen.

252 Die Beschlussammer hat sich ausführlich damit beschäftigt, ob die aus der Festlegung resultierenden Entgelte für die im Marktgebiet aktiven Netzkunden – und zwar auch und insbesondere der grenzüberschreitend tätigen Netzkunden – angemessen sind (siehe hierzu die Erwägungen insbesondere in den Abschnitten B.I.5.b), B.I.5.c) sowie B.I.5.e)).

i) Verhältnismäßigkeit der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke

253 Die festgelegte Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke, die gemäß Art. 10 Abs. 1 der Verordnung gemeinsam durch die Fernleitungsnetzbetreiber anzuwenden ist, ist auch verhältnismäßig.

254 Der legitime öffentliche Zweck der Referenzpreismethode ist nicht, wie teilweise in den Vorgängerverfahren angenommen, die Quersubventionierung eines Teils der Netznutzer, sondern die Festlegung einer insbesondere transparenten, verursachungsgerechten und diskriminierungsfreien Methode zur Ermittlung von Referenzpreisen. Wie ausführlich in den Abschnitten B.I.2, B.I.4, sowie B.I.5.a) bis B.I.5.g) dargelegt, ist die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke geeignet, diesen Anforderungen gerecht zu werden.

255 Andere Referenzpreismethoden, die diese Zwecke in gleichem Maße erfüllen, sind nicht gegeben, so dass die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke auch erforderlich ist. Eine separate Entgeltbildung wäre bei einem fehlenden Ausgleichsmechanismus bereits

rechtlich unzulässig. Die Festlegung eines Ausgleichsmechanismus bei Anwendung einer separat anzuwendenden Referenzpreismethode ist nicht Gegenstand dieses Beschlusses und wäre wie unter Abschnitt B.I.5.b)(1)(iii) dargelegt mit erheblichen rechtlichen und tatsächlichen Schwierigkeiten verbunden. Zudem wäre nicht auszuschließen, dass ein solcher Ausgleichsmechanismus zu vergleichbaren Ausgleichszahlungen wie bei einer gemeinsam anzuwendenden Referenzpreismethode führen würde. Andere Referenzpreismethoden wie z.B. die netzpunkttypspezifische Briefmarke sowie die funktionsspezifische Briefmarke werden den Anforderungen, wie dargelegt, nicht in gleichem Umfang gerecht.

256 Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke stellt sich auch als angemessen dar. Sofern sie zu Mehr- und Mindererlösen bei bestimmten Fernleitungsnetzbetreibern führt und dies entsprechende Ausgleichszahlungen zur Folge hat, ist dies in einem Ein- und Ausspeisesystem mit mehreren Fernleitungsnetzbetreibern systemimmanent. Bei jedweder Referenzpreismethode wird es in dieser Konstellation Zahler und Empfänger geben. Das würde uneingeschränkt auch für die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz sowie für die Referenzpreismethoden der netzpunkttypspezifischen Briefmarke und der funktionsspezifischen Briefmarke gelten. An diesem Kriterium ist eine Referenzpreismethode nach Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 jedoch nicht zu messen, sondern an der Frage, ob die Methode für das Gesamtsystem insbesondere transparent, verursachungsgerecht und diskriminierungsfrei ist. Diese Kriterien werden jedoch nicht per se dadurch erfüllt, dass eine Referenzpreismethode mit dem Ziel minimaler Ausgleichszahlungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern festgelegt wird. So kann es im Ergebnis auch nicht darauf ankommen, welche Fernleitungsnetzbetreiber Minder- und welche Fernleitungsnetzbetreiber Mehrerlöse nach der gemeinsamen Anwendung einer Referenzpreismethode erzielen, sofern ebendiese Methode für das konkrete Ein- und Ausspeisesystem insbesondere transparent, verursachungsgerecht und diskriminierungsfrei ist. Deswegen stellt die Beschlusskammer im Verfahren REGENT 2026 auch explizit nicht darauf ab, dass Fernleitungsnetzbetreiber, die zuvor gegen die Referenzpreismethode der Briefmarke argumentiert haben, nunmehr aufgrund von Flussverlagerungen zu Nettoempfängern geworden sind. Es mag sein, dass bei den Referenzpreismethoden der netzpunkttypspezifischen Briefmarke sowie der funktionsspezifischen Briefmarke die Mehrerlöse bei manchen Fernleitungsnetzbetreibern geringer ausfallen und dementsprechend geringere Ausgleichszahlungen von diesen zu leisten sind. Dieser Umstand bedeutet jedoch spiegelbildlich, dass andere Fernleitungsnetzbetreiber bei dieser Methode im Vergleich zu einer einheitlichen Briefmarke zusätzlich belastet werden. Von einer konkreten Belastung lässt sich zudem kaum sprechen, da unabhängig von der Referenzpreismethode jeder Fernleitungsnetzbetreiber seine Erlösobergrenze erwirtschaften darf. Etwaige zusätzliche Risiken aufgrund der Pflicht, Mehrerlöse im Vergleich zum bisherigen status quo zu erwirtschaften, sind durch die

Festlegung eines wirksamen Ausgleichsmechanismus nach Art. 10 Abs. 3 S.1 der Verordnung (EU) 2017/460 abgebildet.

257 Im Übrigen ist rechtlich durch die Vorschriften der Verordnung (EU) 2017/460 zwingend vorgesehen, dass konkrete behördliche Vorgaben zur Bestimmung der Entgelte für Fernleitungs- und Systemdienstleistungen ergehen. Insofern ist die Freiheit der Fernleitungsnetzbetreiber, die in Ihrem Eigentum stehende Infrastruktur zu nutzen (Art. 14 Abs. 1 GG) und Entgelte für ihre Leistungen vorzusehen (Art. 12 Abs. 1 S. 2 GG), ohnehin nicht mehr vorgesehen. Da diese Vorgaben transparent, verursachungsgerecht und diskriminierungsfrei ausgestaltet sind, erachtet die Beschlusskammer die Vorgaben als angemessen.

6. Vergleich mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz einschließlich der indikativen Referenzpreise gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer vi) der Verordnung (EU) 2017/460

258 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer vi) der Verordnung (EU) 2017/460 ist neben dem methodischen Vergleich der vorgesehenen Referenzpreismethode mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 ein Vergleich der jeweiligen indikativen Referenzpreise vorgesehen, Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iii) der Verordnung (EU) 2017/460.

259 Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz gemeinsam und einheitlich angewendet. Hierzu hat zunächst jeder Fernleitungsnetzbetreiber die kürzeste Pipeline-Verbindung zwischen allen Ein- und allen Ausspeisepunkten seines Netzes, die in Flussszenarien miteinander kombinierbar sind, bestimmt. Teilweise wurden dabei Ausspeisepunkte zu nachgelagerten Netzbetreibern (interne Bestellung) und zu direkt an die Fernleitungsnetze angeschlossenen Letztverbrauchern in Verbrauchsschwerpunkte (Cluster) zusammengefasst. Bei den virtuellen Grenzübergangspunkten wurde die individuelle Buchungsprognose an den ursprünglichen physischen Kopplungspunkte der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt. Zudem wurden auch die nicht vermarktbaren Netzkopplungspunkte zwischen den Fernleitungsnetzbetreiber des Marktgebiets (Marktgebietsaustauschpunkte, „MAP“) mit ihren jeweiligen physischen Restriktionen berücksichtigt.

260 Mit Hilfe des Dijkstra-Algorithmus wurde fernleitungsnetzbetreiberübergreifend die kürzeste Transportentfernung von allen Ein- zu allen Ausspeisepunkten im Marktgebiet bestimmt. Darüber hinaus wurden durch die internen Bestellungen und Kapazitätsbuchungen pro vermarktbarem Punkt des Jahres 2026 prognostiziert. Als letzter Eingangsparameter wurden die zulässigen Erlöse für Fernleitungsdienstleistungen des Jahres 2026 prognostiziert, die für

die Anwendung der CWD-Methode im Marktgebiet über alle Fernleitungsnetzbetreiber aufaddiert wurden. Der Entry-Exit-Split wurde gemäß Art. 8 Abs. 1 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460 auf 50/50 gesetzt. Der weitere Rechenalgorithmus wurde gemäß Art. 8 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 durchgeführt. Die Gewichtung der einzelnen Entfernungen zur Ermittlung der durchschnittlichen Entfernung pro Ein- bzw. Ausspeisepunkt erfolgte durch die einfache Kapazitätsprognose. Zur Erzielung der zulässigen Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen wurden die Entgelte entsprechend Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 mittels der adjustierten Kapazitätsprognosen angepasst.

261 Anlage 3 weist die punktspezifischen Referenzpreise gemäß der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 für einen Entry-Exit-Split von 50/50 sowie von 33/67 aus (jeweils nach der Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460). Zusätzlich sind in Anlage 2 je Art von Punkt die durchschnittlichen Referenzpreise bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz (gewichtet mit der prognostizierten kontrahierten Kapazität) sowie die Preisdifferenzen im Vergleich zur Referenzpreismethode der Briefmarke ausgewiesen. Änderungen zur vorgesehenen Referenzpreismethode ergeben sich nicht nur aus der Berücksichtigung der Distanz, sondern auch aufgrund des Entry-Exit-Splits von 50/50 gemäß Art. 8 Abs. 1 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460.

262 Zusätzlich sind in der Anlage 2 durchschnittliche Referenzpreise gemäß der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz ausgewiesen, die sich bei einem Entry-Exit-Split gemäß der einheitlichen Briefmarke ergeben würden.

263 Bei der Auswertung der Differenzen tritt deutlich zu Tage, dass eine Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz zu einer Preissteigerung an Kopplungspunkten führt. Dies gilt auch bei einer Berechnung mit einem angepassten Entry-Exit-Split. Vor diesem Hintergrund stellt die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke im Vergleich zur in der Verordnung (EU) 2017/460 vorgesehenen Referenzpreismethode bereits eine Privilegierung der Kopplungspunkte dar.

264 So müssten für die Buchung an Kopplungspunkten (Ein- und Ausspeisung) bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz mit einem angepassten Entry-Exit-Split durchschnittlich 15,07 € pro kWh/h/a bzw. bei einem Entry-Exit-Split von 50/50 15,87 € berechnet werden (statt 12,12 € pro kWh/h/a gemäß einer einheitlichen Briefmarke). Dies verdeutlicht, dass bei Berücksichtigung der Distanz als Kostentreiber die Tarife für die systemübergreifende Netznutzung in der Regel steigen.

7. Zulässige Erlöse, Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sowie Kennzahlen für die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460

265 Thematisch im Zusammenhang mit der gemäß Tenorziffer 1 festgelegten Referenzpreismethode sind die Anforderungen von Art. 26 Abs. 1 lit. b i.V.m. Art. 30 Abs. 1 lit. b Ziffern i, iv und v der Verordnung (EU) 2017/460 zu sehen. Hiernach sind die indikativen Informationen zu den zulässigen Erlösen der Fernleitungsnetzbetreiber, davon die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sowie Kennzahlen für die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen (hier relevant nur der Entry-Exit-Split und die Aufteilung nach systeminterner / systemübergreifender Netznutzung gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. b Ziffer v Unterziffern 2 und 3 der Verordnung (EU) 2017/460) zu veröffentlichen. Diese indikativen Informationen sind in Anlage 1 ausgewiesen.

266 Der Entry-Exit-Split stellt eine konsequente Gewichtung der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen auf die Ein- und Ausspeisepunkte anhand der prognostizierten Kapazitäten dar. Da die Höhe der Kapazitätsbuchung dabei grundsätzlich als Indikator für die Inanspruchnahme der entscheidenden Kostentreibergröße und somit der Höhe der mit ihr verbundenen Kosten zu werten ist, reflektiert der (indirekt) festgelegte kapazitätsgewichtete Entry-Exit-Split die der Ein- und Ausspeiseseite sach- und verursachungsgerecht zuzuordnenden Kosten bzw. Erlöse.

267 Alternativ hierzu könnte der Entry-Exit-Split ex ante mit einem fixen Wert festgelegt werden. Eine solche Festlegung hat jedoch stets einen pauschalierenden Charakter, da eine konkrete Kostenzuordnung auf die Ein- und Ausspeiseseite nicht möglich ist. Sofern typisierende Annahmen getroffen werden, dass beispielsweise Kosten auf die Ausspeisepunkte verlagert werden müssten, da diese tendenziell günstiger seien als Einspeisepunkte, wird dem auch der implizit festgelegte kapazitätsgewichtete Entry-Exit-Split bei der Buchungssituation im deutschen Marktgebiet gerecht. Er führt auch insofern zu einer Entlastung der Einspeisepunkte und der damit angenommenen erhöhten Liquidität am virtuellen Handelspunkt. Durchschlagende, substantiierte Anhaltspunkte für einen abweichenden Entry-Exit-Split wurden im Rahmen bisherigen Konsultationen nicht vorgetragen. Eine Kapazitätsgewichtung stellt hingegen einen objektiven und transparenten Maßstab dar.

8. Vereinfachtes Entgeltmodell gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460

268 Gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. d i.V.m. Art. 30 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 ist indikativ ein vereinfachtes Entgeltmodell zu konsultieren.

269 Was die Vorgaben gemäß Art. 30 Abs. 2 lit. a Ziffer ii sowie lit. b der Verordnung (EU) 2017/460 betrifft, hat die Beschlusskammer in Anlage 5 ein vereinfachtes Entgeltmodell

zur Verfügung gestellt, mit dem die Entwicklung der Fernleitungsentgelte für den restlichen Zeitraum der vierten Regulierungsperiode (die jedoch mit dem Jahr 2027 endet) abgeschätzt werden kann. Die Werte basieren auf Prognosen der Fernleitungsnetzbetreiber zur Entwicklung der Kosten und Buchungen. Die Prognosen für das Jahr 2027 – geschätzte zulässige Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen sowie prognostizierte kontrahierte angepasste Kapazitäten – wurden bei den Fernleitungsnetzbetreibern für Anfang April 2025 aktualisiert abgefragt. Auf Basis dieser erneuten Abfrage ergab sich gegenüber der konsultierten Prognose des Referenzpreises für das Jahr 2027 in Höhe von 6,42 € pro kWh/h/a eine Erhöhung der Prognose des Referenzpreises auf 6,92 € pro kWh/h/a. Die Beschlusskammer weist ausdrücklich darauf hin, dass der in der Anlage 5 ausgewiesene indikative Referenzpreis für 2027 eine unverbindliche Schätzung für einen Zeitraum von 12 Monaten darstellt. Der konkrete Referenzpreis für das Jahr 2027 wird von den Fernleitungsnetzbetreibern im Mai 2026 ermittelt und anschließend veröffentlicht.

270 Aus Sicht der Beschlusskammer wird mit der aktualisierten Datenabfrage auch die teilweise in den Stellungnahmen geäußerte Kritik an den in den REGENT-Anlagen veröffentlichten prognostizierten indikativen Referenzpreisen aufgegriffen. Auf eine aktualisierte Datenabfrage für die Prognose des indikativen Referenzpreises 2026 hat die Beschlusskammer bewusst verzichtet, da der konkrete Referenzpreis für 2026 im Mai 2025 – also kurz nach Veröffentlichung dieser Entscheidung – von den Fernleitungsnetzbetreibern ermittelt und anschließend veröffentlicht wird. Aus Sicht der Beschlusskammer würde eine erneute Veröffentlichung eines geschätzten Referenzpreises kurz vor der Veröffentlichung des konkreten Referenzpreises 2026 zu mehr Verwirrung statt Klarheit bei den Netznutzern führen.

271 Die vereinzelt in der Konsultation geäußerten Bitte, dass die Fernleitungsnetzbetreiber einmal jährlich eine Veranstaltung – mit einem Ausblick auf die weitere Entwicklung und deren zugrundeliegenden Annahmen der Referenzpreise in den kommenden Jahren – durchführen, begrüßt die Beschlusskammer. Eine solche Veranstaltung könnte zum Beispiel im Rahmen der Kooperationsvereinbarung festgelegt werden.

II. Speicherrabatte gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 2 des Tenors)

272 Die Entscheidung gemäß Ziffer 2 des Tenors beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 3 und 4 EnWG i.V.m Art. 27 Abs. 4 S. 1, Art. 26 Abs. 1 lit. a und Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460. Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 schreibt vor, dass auf kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen ein Abschlag in Höhe von mindestens 50 % angewandt wird, sofern und

soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilnetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird.

1. Höhe des Abschlags

273 Der Rabatt wird durch die Verordnung nach oben nicht begrenzt; vorgeben ist nur, dass es einen Mindestrabatt in Höhe von 50 % geben muss. Vorgegeben ist daneben, dass der Rabatt nur unter einer Bedingung angewandt werden darf: Wird eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilnetz verbunden ist, als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt, darf insoweit ein Rabatt nicht zur Anwendung gelangen. Ausweislich des Erwägungsgrunds 4 der Verordnung (EU) 2017/460 können Speicheranlagen einen allgemeinen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemflexibilität in Fernleitungsnetzen leisten. Diesem Umstand soll in Form eines Abschlags auf das Fernleitungsentgelt Rechnung getragen werden. Außerdem soll – wohl im Interesse einer verursachungsgerechten Entgeltfestsetzung – eine doppelte Entgelterhebung für die Fernleitung von und zu Speicheranlagen vermieden werden.

274 Der Mindestrabatt von 50 % nach den Vorgaben von Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 deckt sich mit den Vorgaben in Art. 17 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2024/1789, wonach die Regulierungsbehörde ab dem 01.01.2026 einen Nachlass von bis zu 100 % auf kapazitätsbasierte Fernleitungs- und Verteilungsentgelte an Einspeise- und Ausspeisepunkten von unterirdischen Erdgasspeicheranlagen gewähren kann, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

275 Diese Erwägungen sind zutreffend und bei der Festlegung des bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen anzuwendenden Rabatts von besonderer Bedeutung. Tatsächlich leisten Speicheranlagen hinsichtlich Versorgungssicherheit und Systemflexibilität einen beachtlichen Beitrag. In bestimmten Bedarfs- oder Knappheitssituationen, etwa bei kalten Temperaturen oder in Wintermonaten, können durch Speicheranlagen Gasengpässe ausgeglichen werden. Durch einen in der Speicheranlage angelegten Gasvorrat kann dem Netz Gas zur Verfügung gestellt werden, wenn der Bedarf hoch ist und anderweitig möglicherweise nicht gedeckt werden kann. Insoweit kann eine Speicheranlage in bestimmtem Umfang eine netzersetzende Funktion einnehmen. Ebenso spielen Speicheranlagen eine wichtige Rolle bei der Bereithaltung von Regelenergie.

276 Daneben ist es jedenfalls auch unter dem Aspekt der verursachungsgerechten Entgeltfestsetzung sachgerecht, die Entgelte an Ein- und Ausspeispunkten an Speicheranlagen zwingend mit einem Rabatt zu versehen. Für die Kapazität, die in die Speicheranlage ein- und später wieder aus der Speicheranlage ausgespeist wird, wird bereits ein Einspeiseentgelt bei der Einspeisung in das Fernleitungsnetz sowie ein Ausspeiseentgelt

für die Ausspeisung beim Endkunden oder beim Transit berechnet. Speicheranlagennutzer werden damit an den Kosten der Transportinfrastruktur bereits beteiligt. Durch ein zusätzliches vollständiges Ein- und Ausspeiseentgelt an Speicheranlagen käme es faktisch zu einer nach den Erwägungen der Verordnung (EU) 2017/460 zu vermeidenden Doppelbelastung; es fielen insgesamt doppelt so hohe Entgelte an, obwohl die Ein- und Ausspeicherung für den Netzbetreiber in der Regel nicht zu doppelten Kosten führt und das Netz nicht doppelt belastet.

277 Kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte sind daher bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen mit einem Rabatt in Höhe von 75 % zu versehen, sofern und soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird. Dieser Rabatt ist auf das Entgelt für das jeweilige gebuchte Kapazitätsprodukt anzuwenden. Welches Entgelt als Grundlage für die Rabattierung heranzuziehen ist, richtet sich also danach, ob ein festes, eine unterbrechbares oder ein mit einer Bedingung verbundenes Kapazitätsprodukt gebucht werden soll. Gemäß Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 lit. b und UAbs. 3 der Verordnung (EU) 2024/1789 gilt grundsätzlich der dort geregelte Nachlass für erneuerbares Gas und für kohlenstoffarmes Gas von 100 % ab dem 01.01.2026 (vgl. zum Geltungszeitpunkt Randnummer 48) für kapazitätsbasierte Fernleitungsnetzentgelte an Einspeise- und Ausspeisepunkten von und zu Erdgasspeicheranlagen, außer wenn eine entsprechende Speicheranlage an mehr als ein Fernleitungs- oder Verteilernetz angeschlossen ist und als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird; der Nachlass wird in den Mitgliedstaaten festgesetzt, in denen das erneuerbare Gas oder das kohlenstoffarme Gas erstmals in das Netz eingespeist wurden. Aufgrund des Rabatts von 100 % würde in dieser Konstellation der Speicherrabatt von 75 % keine Rolle spielen. Gemäß Art. 18 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2024/1789 kann die Regulierungsbehörde jedoch abweichend beschließen, diesen Nachlass nicht anzuwenden oder einen niedrigeren Nachlass festzulegen. (Die Beschlusskammer prüft derzeit die Eröffnung eines entsprechenden Verfahrens.)

278 Dabei erachtet die Beschlusskammer einen Rabatt in Höhe von 75 % für sachgerecht. Von Seiten einiger Marktteilnehmer wurde oftmals ein noch höherer Rabatt bis hin zu einem Rabatt in Höhe von 100 % und damit einer vollständigen Entgeltbefreiung bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen angeregt. Die Netzbetreiber haben dagegen vor Inkrafttreten der Verordnung (EU) 2017/460 mehrheitlich – und in Übereinstimmung mit den vormals insoweit geltenden nationalen Vorgaben durch den Beschluss vom 24.03.2015, Az. BK9-14/608 – einen Rabatt in Höhe von 50% angesetzt. Mit der festgesetzten Rabattierung in Höhe von 75 % wird nach Auffassung der Beschlusskammer indes der in der Verordnung (EU) 2017/460 geforderten Verursachungsgerechtigkeit der Entgeltbildung an Speicheranschlusspunkten Rechnung getragen und gleichzeitig der allgemeine Beitrag der Speicheranlagen zur Versorgungssicherheit und Systemflexibilität angemessen abgebildet.

Damit werden die Ein- und Ausspeisenentgelte an Speicheranlagen um einen beträchtlichen Betrag verringert, der nach Auffassung der Beschlusskammer nicht nur den durch Speicheranlagen geleisteten Beitrag zur Versorgungssicherheit reflektiert, sondern gleichzeitig auch zu einer die Versorgungssicherheit unterstützenden, weiteren Attraktivitätssteigerung der Speicheranlagennutzung führt. Darüber hinaus werden mit dem festgelegten Rabatt aus Sicht der Beschlusskammer angemessen die Kosten berücksichtigt, die in einem Netz bei einem Transport unter Speicheranlagennutzung entstehen. Einerseits wird dem Umstand Rechnung getragen, dass eine doppelte Entgelterhebung nicht gerechtfertigt wäre. Andererseits wird aber auch berücksichtigt, dass bei einem Gastransport unter Nutzung einer Speicheranlage die Netzinfrastruktur in der Regel durchaus zusätzlich belastet wird, was gegen eine vollständige Entgeltbefreiung mittels eines Rabatts in Höhe von 100 % spricht. Denn andernfalls wären die bei diesem Transport entstehenden Kosten mittelbar stets über alle Netznutzer zu tragen und würden in keiner Weise bei demjenigen allokiert, der die Netznutzung insoweit veranlasst hat oder davon profitiert.

279 Dabei wurden im Rahmen der bisherigen Konsultationen keine Aspekte vorgetragen, die eine abweichende Beurteilung rechtfertigen würden. Bezüglich alternativer Flexibilitätsprodukte wie dem Import über LNG-Terminals ist festzuhalten, dass das Ziel des Speicherrabatts nicht die wirtschaftliche Gleichstellung des Speichereinsatzes mit dem Import über LNG-Terminals darstellt. Vielmehr sollen sich in dem Abschlag die Kosten und Nutzen des Speichereinsatzes für das Fernleitungssystem widerspiegeln. Soweit auf den Rabatt für temperaturabhängige Kapazitäten verwiesen wurde, stellt dies systematisch einen weiteren Aspekt dar, der einen weiteren Abschlag nach Art. 4 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 nach sich ziehen kann, jedoch nicht unmittelbar die Höhe des Speicherabschlags insbesondere für feste, frei zuordenbare Kapazitäten beeinflussen kann. Bezüglich der Investitionskosten für den Netzanschluss von Speichern und den etwaigen Kapazitätsausbau erfolgt auch bei einem Speicherrabatt von 75 % eine noch angemessene Beteiligung an den Kosten. Vor dem Hintergrund der Bedeutung der Speicher für die Versorgungssicherheit und Systemflexibilität muss hier aus systematischen Gründen auch keine vollständige Kostendeckung vorliegen.

280 Soweit vor dem Hintergrund der aktuellen Marktlage (negativer Sommer-Winter-Spread) eine Erhöhung des Rabatts auf 100 % gefordert wurde, ist dies für die Beschlusskammer kein durchgreifender Aspekt für eine (weitere) Erhöhung des Rabatts. Durch den Rabatt sollen, wie dargelegt, grundsätzliche Aspekte der Kostenverursachungsgerechtigkeit und Versorgungssicherheit in einen angemessenen Ausgleich gebracht werden. Eine Reaktion auf aktuelle Marktlagen, die sich zudem aus anderen regulatorischen bzw. energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Entscheidungen und den daraus folgenden Marktanreizen ergeben und zeitnah auch wieder entfallen bzw. geändert werden könnten, sollte mit der Festlegung der Rabatthöhe nicht erfolgen. Zudem würden sich durch eine Rabatterhöhung keine

spezifischen Anreize zur marktwirtschaftlichen Gasspeicherung zur Erfüllung der Speicherziele ergeben, da bezogen auf die Netzentgelte der Rabatt unterschiedslos für die marktwirtschaftliche und die nicht marktwirtschaftliche Erfüllung der Speicherfüllstandsziele gelten würden.

2. Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind

281 Kapazitätsbuchungen an Anschlusspunkten an Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind, sind nur dann mit dem Rabatt zu versehen, wenn gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen wurde, dass von dem jeweiligen Nutzer bei der konkreten Nutzung (also im Fall einer Kapazitätsbuchung, nicht generell auf Ebene der Speicheranlage) die Speicheranlage nicht zu einem rabattierten Grenzübergang oder für Gastauschgeschäfte innerhalb der Speicheranlage („Swapgeschäfte“) mit einem nachfolgenden rabattierten Grenzübergang genutzt werden kann. Dies folgt aus der Vorgabe in Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460, nach der ein Rabatt auf Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen nur dann zu gewähren ist, sofern und soweit eine Speicheranlage nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird. Wie Erwägungsgrund 4 der Verordnung (EU) 2017/460 zu entnehmen ist, ist Hintergrund für diese Vorgabe das Diskriminierungspotenzial, das bei solchen Speicheranlagen bei einer Anwendung rabattierter Ein- und Ausspeiseentgelte darin besteht, dass sie wie ein Kopplungspunkt genutzt werden können, diese Nutzung bei Anwendung des Rabatts aber rabattiert wäre. Netznutzer, die einen normalen Kopplungspunkt ohne einen Rabatt buchen (müssen), würden mithin benachteiligt, da sie für einen Grenzübergang an einem Kopplungspunkt ein höheres Fernleitungsentgelt zu entrichten hätten, als der Netznutzer, der die Speicheranlage als „rabattierten“ Kopplungspunkt nutzt. Diese Vorgabe wird nunmehr auch in Art. 17 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2024/1789 geregelt.

282 Um sicher auszuschließen, dass die Speicheranlage, an der ein rabattiertes Fernleitungsentgelt festgesetzt wird, als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt werden kann, und dass es insoweit zu Diskriminierungen von bestimmten Netznutzern kommt, bestünde die Möglichkeit, die Fernleitungsentgelte an den Ein- und Ausspeisepunkten an solchen Speicheranlagen gänzlich von der Rabattierung auszunehmen, sie also ohne jeden Rabatt festzusetzen. Dies widerspräche nach Auffassung der Beschlusskammer jedoch dem in der Verordnung (EU) 2017/460 zum Ausdruck kommenden Willen, Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen generell zu rabattieren, und ließe den auch durch Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind, unbestreitbar geleisteten Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Systemflexibilität

unberücksichtigt. Ein ausnahmsloses Verbot der Rabattierung der Kapazitätsentgelte an diesen Speicheranlagen ist daher nicht sachgerecht.

283 Daher erscheint es der Beschlusskammer angezeigt, die zwingende Anwendung des Rabatts in Höhe von 75 % auf die Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an diesen Speicheranlagen unter Bedingungen zuzulassen. Danach ist die Anwendung dieses Rabatts dann vorzuschreiben, wenn dem Netzbetreiber im jeweiligen Einzelfall dargelegt wurde, dass die Speicheranlage – etwa aufgrund vertraglicher Verbote – in dem konkreten Fall (also im Fall dieser Kapazitätsbuchung, nicht generell auf Ebene der Speicheranlage) nicht als „rabattierter“ Kopplungspunkt genutzt wird. Dies ist vom Speicherbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen. In den Fällen, in denen dieser Nachweis nicht gelingt, ist das nach der Referenzpreismethode ermittelte Entgelt ohne die Gewährung eines Rabatts anzusetzen. Ebenfalls ist das nach der Referenzpreismethode ermittelte Entgelt ohne die Gewährung eines Rabatts anzusetzen, wenn in dem entsprechenden Buchungsfall die Speicheranlage von vornherein als Kopplungspunkt genutzt werden können soll.

284 An Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind, gibt es demnach in jeder Buchungssituation eines Netz- und Speichernutzers nur zwei Alternativen: Erstens kann die Speicheranlage vom Netz- und Speichernutzer wie eine Speicheranlage ohne die Möglichkeit einer Nutzung als Kopplungspunkt genutzt werden; in diesem Fall ist eine Ausspeisung und Einspeisung der mit der entsprechenden Kapazität eingespeicherten Gasmengen nur innerhalb Deutschlands möglich (wobei die Flexibilität im Sinne der Versorgungssicherheit auch in diesen Fällen gewahrt wird, siehe hierzu B.II.2.a)); in diesen Fällen ist auf das Fernleitungsentgelt ein Rabatt in Höhe von 75 % anzuwenden. Zweitens kann die Speicheranlage vom Netz- und Speichernutzer als Kopplungspunkt genutzt werden; dann ist eine Ausspeisung und Einspeisung der mit der entsprechenden Kapazität eingespeicherten Gasmengen ohne weitere Voraussetzungen auch in Nachbarstaaten möglich; in diesen Fällen ist ein Rabatt jedoch nicht anzuwenden. Die Zuordnung einer Speicheranlage insgesamt zu diesen Alternativen ist nicht erforderlich, vielmehr ist eine differenzierte Betrachtung auf Ebene der jeweiligen Buchung durchzuführen.

285 Wenn dies dazu führt, dass nicht nur die tatsächliche Nutzung des Speichers als Alternative zu einem Kopplungspunkt, sondern schon die bloße Möglichkeit hierzu unabhängig von ihrer tatsächlichen Nutzung zu einer Verteuerung (bzw. einer unterbliebenen Verbilligung) der Kapazität führt, ist hierzu festzustellen, dass es allgemeinen ökonomischen Grundsätzen entspricht, dass Optionen einen Wert und damit auch einen höheren Preis haben. Diese Option wird mit der entsprechenden Kapazität erworben und sollte sich daher auch im Entgelt für diese Kapazität niederschlagen.

a) Flexibilität der Speichernutzung

286 Rabattiert und nicht rabattiert eingespeicherte Gasmengen stehen an allen Speichern, also an solchen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind und an solchen, die nur mit einem Fernleitungsnetz verbunden sind, uneingeschränkt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch den ausländischen Marktgebieten zur Verfügung. Hierzu ist bei vom deutschen Marktgebiet aus über rabattierte Ausspeisekapazitäten eingespeicherten Mengen (unterstellt, dass im Übrigen noch keine Kapazitätsbuchungen vorliegen) die Buchung einer rabattierten Einspeisekapazität zurück ins deutsche Marktgebiet und einer Kapazität zum Marktgebietsübertritt erforderlich. Dies eröffnet insbesondere für Kunden mit Langfristbuchungen, die sich bei der Einspeicherung ihres Gases noch nicht auf dessen endgültigen Bestimmungsort festlegen wollen, die Möglichkeit, flexibel auf Marktchancen zu reagieren und ggf. trotz rabattierter Einspeisung einen Übertritt in ein benachbartes Marktgebiet vorzunehmen.

287 Anstelle solcher Buchungen kann auf Antrag des Transportkunden durch den betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber auch eine Fakturierung der entsprechenden rabattierten Einspeiseentgelte am Speicher sowie der Ausspeiseentgelte am Grenzübergangspunkt erfolgen. Da sich das Gas bereits im Speicher befindet und lediglich in das angrenzende Marktgebiet ausgespeichert werden soll, sind entsprechende Buchungen von realen Kapazitäten regulatorisch nicht zwingend erforderlich.

288 Sofern ein Netz- und Speichernutzer zur Ausspeicherung rabattiert eingespeicherter Mengen zurück in das deutsche Marktgebiet eine unrabattierte Kapazität verwenden möchte, steht ihm dies frei. Ein Zwang zur Neubuchung einer rabattierten Kapazität ist nicht sachgerecht.

289 Aus dem Ausland eingespeicherte Gasmengen können nicht unmittelbar unter Verwendung einer bereits gebuchten, rabattierten Einspeisekapazität ins deutsche Marktgebiet ausgespeichert werden. Hierfür wäre grundsätzlich die zusätzliche Buchung einer unrabattierten Einspeisekapazität zur Ausspeicherung ins deutsche Marktgebiet erforderlich. Nur in dieser Buchungskonstellation könnte der Transportkunde den Nachweis erbringen, dass die grenzüberschreitenden Gasmengen letztlich nicht mittels einer rabattierten Kapazität transportiert wurden. Anstelle einer solchen Buchung kann auf Antrag des Transportkunden durch den betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber auch eine Fakturierung der unrabattierten Einspeiseentgelte am Speicher erfolgen.

290 Sollten unrabattiert aus Deutschland eingespeicherte Mengen nachweislich wieder in das deutsche Marktgebiet eingespeist werden, kann hierzu eine rabattierte Einspeisekapazität verwendet werden. In diesen Fällen wird die Speicheranlage bei der Ausspeicherung nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt, so dass die Ausnahmeregelung in Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 zum grundsätzlich zu gewährendem Rabatt an

Speicheranlagen für die Einspeisekapazität nicht greift. Mit der unrabattierten Ausspeisekapazität und der entsprechenden Zuordnung der Mengen wurde hingegen vom einspeichernden Netz- und Speichernutzer die volle Flexibilität der potentiellen Nutzung des Speichers auch als Alternative zu einem Kopplungspunkt erworben (Option) und ist entsprechend unrabattiert zu bepreisen. Eine nachträgliche Rabattierung der zur Einspeicherung dieser Mengen genutzten Ausspeisekapazität kommt damit nicht in Betracht. Dies gilt sowohl für den Fall, dass zwischen der Ein- und Ausspeicherung (gegebenenfalls mehrfacher) Handel der Gasmengen stattfindet, als auch für den Fall, dass die Mengen beim einspeichernden Netz- und Speichernutzer verbleiben. In diesen Fällen verbleibt es einerseits bezogen auf die Einspeicherung bei einer unrabattierten Ausspeisekapazität, mit der die volle Flexibilität erworben wurde, und andererseits bei der Ausspeicherung bei der Möglichkeit der Nutzung einer rabattierten Einspeisekapazität zurück in das deutsche Marktgebiet, bei deren Inanspruchnahme keine Nutzung als Alternative zu einem Kopplungspunkt erfolgt. Es sind also die Buchungen der Aus- und Einspeisekapazitäten und die damit verbundene Ein- und Ausspeicherung isoliert zu betrachten. Es ist nicht sachgerecht, dem Erwerber bzw. Inhaber der Mengen den Rabatt für die Einspeisekapazität zu verwehren, sofern ein Marktgebietsübertritt nicht stattfindet. Sachgerecht ist es hingegen, bei der Ausspeisekapazität keinen Rabatt anzusetzen, da der Erwerb der Flexibilität zu bepreisen ist. Ob also eine Nutzung oder Nichtnutzung als Alternative zu einem Kopplungspunkt besteht, bestimmt der Netznutzer bei der Buchung der entsprechenden Kapazitäten.

b) Diskriminierungsfreiheit

291 In der Gesamtschau sind die Regelungen zu Speicherrabatten diskriminierungsfrei, auch wenn sich die Rechtsfolge der Rabattierungsregel nicht erst im Zeitpunkt der Ausspeicherung, sondern bereits bei der Buchung der Kapazität entfaltet. Für eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung ist es nicht erforderlich, dass eine unrabattierte Ausspeicherung in ein angrenzendes Marktgebiet verbunden mit der Rückzahlung des Speicherrabatts bei der Einspeicherung erfolgt.

292 Nach Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 ist der Abschlag auf das Fernleitungsentgelt nur zu gewähren, sofern und soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird. Deshalb kann ein Rabatt auf das Ausspeiseentgelt an einem solchen Speicher nur gewährt werden, wenn bei der Erhebung des Entgelts ausgeschlossen ist, dass der Netzkunde die entsprechenden Gasmengen zu einem späteren Zeitpunkt in ein anderes als das Ausgangsmarktgebiet einspeisen wird.

293 Diese Vorgabe hat sich zum einen aus Sicht der Beschlusskammer nach sorgsamer Abwägung der Interessen der Netz- und Speicherkunden sowohl untereinander als auch mit den Erfordernissen eines funktionierenden und in sich stimmigen regulatorischen Rahmens als ausgewogene Lösung erwiesen. Der Speicherkunde, der sich die Option eines Marktgebietswechsels offenhalten will, muss diese bezahlen, auch wenn er sie später möglicherweise nicht nutzt. Eine solche Bepreisung bloßer Optionen entspricht dabei den anerkannten ökonomischen Grundsätzen, dass bereits der bloßen Möglichkeit, eine Leistung in Anspruch zu nehmen, ein wirtschaftlicher Wert innewohnt.

294 Zudem werden auch Speicherkunden, welche den Rabatt zunächst in Anspruch nehmen, nicht in ihrer Flexibilität eingeschränkt, sich zu einem späteren Zeitpunkt doch noch für einen Marktgebietswechsel zu entscheiden. Sie müssen dafür lediglich eine – wiederum rabattierte – Einspeisekapazität in das Ausgangsmarktgebiet und nun eben – wie jeder andere Netznutzer auch – unrabattierte Kapazitäten am Kopplungspunkt oder wiederum am Speicher für den Marktgebietswechsel buchen. Dabei haben diese Speichernutzer sogar den Vorteil, nicht einmal tatsächliche Kapazitäten erwerben zu müssen (kein Buchungs-/Angebotsrisiko). Vielmehr genügt eine Fakturierung der Entgelte durch den Fernleitungsnetzbetreiber.

295 Im wirtschaftlichen Ergebnis zahlt ein solcher Kunde also ein halbes Kapazitätsentgelt mehr als ein Kunde, der von vorneherein auf den Rabatt verzichtet hat, da er zwei zusätzliche, allerdings jeweils um 75 % rabattierte Kapazitäten in Anspruch nehmen muss. Dieses halbe Kapazitätsentgelt ist demnach der Preis der ungenutzten Option.

296 Soweit hierin eine Diskriminierung zwischen langfristigen und kurzfristigen Speicherkunden gesehen wird, da ein Kunde, der sein Gas bereits in naher Zukunft wieder ausspeichern möchte, typischerweise bereits bei der Einspeicherung dessen endgültigen Bestimmungsort kennt und somit selten gezwungen sein wird, einen Mehrpreis für eine nur vielleicht benötigte Option zahlen zu müssen, ist schon zweifelhaft, ob sich überhaupt eine Ungleichbehandlung unterschiedlicher Kundengruppen konstatieren lässt. Denn grundsätzlich hat jeder Speicherkunde die Möglichkeit, sein Gas kurzfristig oder langfristig einzuspeichern. In jedem Fall ist die Ungleichbehandlung aber gerechtfertigt, da sie notwendig ist, um rabattierte Grenzübertritte zu unterbinden. Sie dient vielmehr gerade der Verhinderung einer Diskriminierung von Netzkunden, welche Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten buchen, gegenüber Kunden, welche andernfalls dieselbe Leistung zu einem um 75 % reduzierten Preis bekämen, was in der Solidargemeinschaft der Netzkunden von allen anderen zu bezahlen wäre. Es ist auch nicht ersichtlich, auf welchem Wege ein solcher rabattierter Marktgebietsübertritt ansonsten unterbunden werden sollte. Das Entgelt für die Ausspeisekapazität wird bereits bei der Einspeicherung fällig, wenn die weitere Nutzung des

Gases noch nicht absehbar ist. Also muss denklogisch auch bereits zu diesem Zeitpunkt feststehen, ob darauf ein Rabatt gewährt wird oder nicht.

297 Die in der Konsultation eingebrachte Variante einer grundsätzlichen Rabattgewährung an Speicheranlagen, bei der erst bei der Ausspeicherung und zeitgleichen Nutzung der Speicheranlage als Kopplungspunkt ein für die Einspeicherung gewährter Rabatt auf das Netzentgelt zurückerstattet werden soll, befürwortet die Beschlusskammer ebenso wenig wie die Variante einer grundsätzlichen Rabattgewährung ein Einlagern des Gases für mindestens sieben Tage auf sogenannten Verwahrungskonten. Es ist unklar, ab welchem Verwahrungszeitraum eine alternative Nutzung zu einem Kopplungspunkt nicht mehr vorliegt. Zudem ist es nicht zutreffend, dass bei dem bisherigen Modell die Speicherkunden bereits bei der Einspeicherung des Gases in einen entsprechenden Speicher die Entscheidung treffen müssten, ob das Gas zukünftig auch zur Ausspeicherung in ein anderes Marktgebiet zur Verfügung stehen soll. Diese Option besteht, wie mehrfach dargelegt, immer. Sie ist nur nicht kostenlos. Die Beschlusskammer sieht keinen Anlass zur Schaffung eines zusätzlichen Anreizes, entsprechende Speicheranlagen in größerem Umfang als Kopplungspunkte zu nutzen.

c) Saisonale Faktoren

298 Andere ganzjährige Rabatte als der einheitliche Rabatt in Höhe von 75 % für Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen sind bei festen, frei zuordenbaren Kapazitäten an diesen Punkten nicht zulässig. Soweit die Verordnung (EU) 2017/460 die Anwendung saisonaler Faktoren regelt, betrifft dies nur Kopplungspunkte. Aus rechtlicher Sicht gibt es nach der Verordnung (EU) 2017/460 mangels Ermächtigungsgrundlage keine Möglichkeit, basierend auf dieser saisonale Faktoren an Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen zu regeln. Dementsprechend erfolgt die Anwendung oder Nichtanwendung saisonaler Faktoren an anderen Punkten als Kopplungspunkten durch die auf nationalem Recht gestützte Festlegung BEATE 2.0 (BK9-18/608, in der durch den Beschluss BK9-24/608, BEATE 2.1, geänderten Fassung). Soweit nach nationalem Recht oder darauf basierenden Festlegungen die Anwendung saisonaler Faktoren zulässig ist, steht Tenorziffer 2 dieser Festlegung dem nicht entgegen. Denn aus Sicht der Beschlusskammer stellen saisonale Faktoren keine Rabatte im Sinne dieser Festlegung dar.

III. Verbindliche Kapazitätsprodukte, die gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 mit einer Bedingung versehen sind, sowie Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 3 des Tenors)

299 Die Entscheidung gemäß Ziffer 3 des Tenors ergeht auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 3 und 4 EnWG i.V.m Art. 4 Abs. 2 sowie Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 i.V.m Art. 13 der Verordnung (EG) 715/2009.

1. Verbindliche Kapazitätsprodukte, die gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 mit einer Bedingung versehen sind

300 Nach Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 können bei der Festsetzung der Fernleitungsentgelte die Bedingungen für verbindliche Produkte berücksichtigt werden. Weitere Vorgaben enthält Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 nicht. Maßstäbe für eine festzulegende Rabattierung lassen sich jedoch aus Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 i. V. m Art. 17 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2024/1789 entnehmen. Danach müssen die Fernleitungsentgelte u. a. diskriminierungsfrei sein und daneben einen effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern, während gleichzeitig unzulässige Quersubventionen zwischen Netznutzern vermieden werden. Aus diesen allgemeinen Vorgaben ergibt sich, dass die Rabattierung der Entgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte – ebenso wie Entgelte für verbindliche und unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte – insgesamt sachgerecht ausgestaltet sein muss.

a) Regelung gemäß Tenorziffer 3

301 Die Entgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte mit Ausnahme der Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen dürfen unter Berücksichtigung dieser Sachgerechtigkeitserwägungen, insbesondere im Hinblick auf das Verbot unzulässiger Quersubventionierung, durch die Rabattierung nicht niedriger sein als die Kapazitätsentgelte für das am geringsten rabattierte unterbrechbare Standardkapazitätsprodukt an diesem Punkt. Unter bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte fallen sämtliche Kapazitätsprodukte, die weder ein verbindliches Kapazitätsprodukt ohne jede Bedingung, noch ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt sind. In Betracht kommen mithin nach Tenorziffer 1 a) des Beschlusses BK7-18-052 („KASPAR“) vom 10.10.2019 Kapazitätsprodukte mit bedingt fester, frei zuordenbarer Kapazität (bFZK) oder Produkte mit fester, dynamisch zuordenbarer Kapazität (DZK). Für die Festsetzung der Entgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte ist somit ein Korridor vorgegeben, der nach oben durch das Entgelt für ein verbindliches Kapazitätsprodukt ohne jede Bedingung (als objektiv wertvollstes Produkt) und nach unten durch das Entgelt für ein unterbrechbares

Kapazitätsprodukt beschränkt ist, welches vorrangig zu unterbrechen ist und deshalb objektiv den geringsten wirtschaftlichen Wert hat.

302 Das DZK-Produkt besitzt im Gegensatz zum FZK-Produkt (ausschließlich feste Nutzungsmöglichkeit) oder zum uFZK-Produkt (ausschließlich unterbrechbare Nutzungsmöglichkeit) anteilig beide Nutzungsformen, je nach Wahl des korrespondieren Ein- oder Ausspeisepunktes. Somit ist es zwischen den beiden anderen Produkten anzusiedeln. Hinzu kommt, dass durch die Festlegung KASPAR festgelegt wurde, dass bei einem Transportengpass zunächst sämtliche Transporte auf Basis von uFZK-Produkten zu unterbrechen sind, bevor überhaupt – sofern noch notwendig – eine Unterbrechung eines DZK-Produkts erfolgen darf.

303 Kapazitäten werden in einem öffentlichen Auktionsverfahren vermarktet und sind dabei nach objektiven Kriterien zu bewerten. Objektiv betrachtet sind Produkte, die einen festen Bestandteil haben, immer wertvoller als Produkte, bei denen die Möglichkeit eines Totalausfalls besteht. Dies bestätigt die Ansiedlung des DZK-Produkts zwischen dem FZK-Produkt und dem uFZK-Produkt. Sinngemäß gelten diese Erwägungen auch für bFZK-Produkte, bei denen sich der feste Teil nicht anhand einer Kombination von Ein- und Ausspeisepunkten, sondern gemäß der KASPAR-Festlegung anhand von vorab definierten, externe Bedingung bestimmt (Temperatur, Lastfluss oder eine Kombination von Temperatur und Lastfluss).

304 Die durch das Entgelt für ein unterbrechbares Produkt gezogene Untergrenze rechtfertigt sich demnach dadurch, dass bei objektiver Betrachtung eine unterbrechbare Kapazität im Vergleich zu den übrigen Kapazitätsprodukten ein minderwertiges Produkt darstellt. Ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt ist stets unterbrechbar. Ein Netzkunde muss – auch wenn die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung sehr gering sein mag – stets damit rechnen, dass eine unterbrechbare Kapazität auch tatsächlich unterbrochen wird. Unter keiner Bedingung entfällt diese (faktisch oftmals unwahrscheinliche) Unterbrechungsmöglichkeit. Dies ist bei bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten dagegen schon definitionsgemäß nicht der Fall. Auch wenn diese ebenfalls – in Abhängigkeit des gewählten Produkts – unterschiedliche Einschränkungen mit sich bringen und deshalb unterschiedlich bewertet werden können, so haben sie doch stets einen Produktteil, der als verbindliche Kapazität zu qualifizieren ist. Hier kann der Netzkunde anders als bei unterbrechbaren Kapazitäten sicher sein, dass er das gebuchte Produkt auch sicher nutzen kann, soweit er sich im Rahmen der mit dem verbindlichen Kapazitätsprodukt verknüpften Bedingung bewegt. Wegen dieses „verbindlichen Produktteils“ sind die bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte gegenüber den unterbrechbaren objektiv als höherwertig zu qualifizieren; unterbrechbare Kapazitäten stellen in diesem Sinne das objektiv „minderwertigste“ Produkt dar. Dementsprechend ist es

sachgerecht, wenn der Netzbetreiber für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte auch kein geringeres Entgelt als für unterbrechbare Kapazitäten festsetzen darf.

305 Aus der Vorgabe in Tenorziffer 3 ergeben sich keine Widersprüche hinsichtlich der Anforderungen, die Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 an die gewählte Referenzpreismethode stellt. Zunächst wird die Nachvollziehbarkeit der Referenzpreise im Sinne von Art. 7 S. 2 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/460 nicht berührt: Die sich aus den Rabatten für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte ergebenden Preise in Verbindung mit den jeweiligen vertraglichen Bedingungen der Fernleitungsnetzbetreiber sind transparent und nachvollziehbar. Der Effekt der Rabattierung auf die übrigen Preise ist durch den Mechanismus der Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. c) der Verordnung (EU) 2017/460 nachvollziehbar. Grundsätzlich leistet die Briefmarke hinsichtlich der verbindlichen Kapazitätsprodukte eine gute und ausreichende Kostenreflektivität im Sinne von Art. 7 S. 2 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/460. Die hier in Betracht kommenden Bedingungen und die daraus resultierende Minderwertigkeit rechtfertigen jedoch einen Rabatt, der sich oberhalb des Rahmes dessen bewegt, was die Verordnung (EU) 2017/460 für objektiv noch schlechtere unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte in Art. 16 vorsieht. Damit ist auch Diskriminierungsfreiheit im Sinne von Art. 7 lit. c) der Verordnung (EU) 2017/460 gewährleistet. Im Gegenteil wäre schwer zu rechtfertigen, wenn Netznutzer für ein minderwertiges Produkt einen höheren Preis zahlen sollten wie für ein verbindliches Standardkapazitätsprodukt.

306 Da Kapazitätsprodukte, die keinerlei Zugang zum virtuellen Handelspunkt ermöglichen, nach Tenorziffer 1 a) des Beschlusses BK7-18-052 („KASPAR“) vom 10.10.2019 ohnehin nicht mehr zulässig sind, ist eine ausnahmslose Orientierung der Entgelte für bedingte Kapazitätsprodukte am Referenzpreis auch uneingeschränkt sachgerecht.

307 ACER erachtet es als unklar, wie die Tarife einzelner verbindlicher Kapazitätsprodukte von den Fernleitungsnetzbetreibern festgelegt und welche Faktoren die gewählte Rabatthöhe beeinflussen würden. Daher wünscht ACER in ihrer Stellungnahme mehr Klarheit über die Festlegung der Tarif- bzw. Rabatthöhe für verbindliche Kapazitätsprodukte über die für diese Tarife definierte Bandbreite hinaus. Die Beschlusskammer bewertet die geringe Spannbreite der gewährten Rabattierungsmöglichkeiten der Fernleitungsnetzbetreiber als unkritisch. Außerdem wurde von den Konsultationsteilnehmern keinerlei Kritik an der gegenwärtigen Regelung mit einem geringen Spielraum der Fernleitungsnetzbetreiber für die Festlegung der Rabatthöhe bei verbindlichen Kapazitätsprodukten geäußert. Auch die Prognostizierbarkeit zukünftiger Rabatte bei verbindlichen Kapazitätsprodukten durch die Netznutzer erscheint nicht beeinträchtigt, da aus Sicht der Beschlusskammer die Fernleitungsnetzbetreiber ihre individuellen Rabattansätze weitestgehend kontinuierlich fortschreiben. Zu guter Letzt besteht

jederzeit die Möglichkeit der Netznutzer, im Einzelfall die von den Fernleitungsnetzbetreibern angewendete Rabattierung missbräuchlich überprüfen zu lassen.

b) Keine Maßgeblichkeit von kundenindividuellem Nutzen und Verhalten

308 Richtigerweise ist bei der Regelung nach Tenorziffer 3 auf objektive Kriterien und nicht auf die Interessen einzelner Netznutzer abzustellen.

309 Es mag zutreffen, dass verschiedene Netzkunden verschiedene Interessen verfolgen und der subjektive Wert bestimmter Kapazitätsprodukte für einzelne Nutzergruppen nicht immer deckungsgleich ist. Diese vielfältigen und aus Anbietersicht nicht ersichtlichen Interessenlagen können jedoch für die Bepreisung der Produkte keine Rolle spielen.

310 Wie bereits dargestellt, gilt grundsätzlich: Kapazitäten werden in einem öffentlichen Auktionsverfahren vermarktet und sind dabei nach objektiven Kriterien zu bewerten. Objektiv betrachtet sind Produkte, die einen festen Bestandteil haben, aber immer wertvoller als Produkte, bei denen die Möglichkeit eines Totalausfalls besteht. Das persönliche Wertempfinden eines bestimmten Kunden kann schon deshalb keine Bedeutung haben, weil Kapazitäten nicht personengebunden sind und auf dem Sekundärmarkt weiter gehandelt werden können.

311 Soweit teilweise vorgebracht wurde, dass insbesondere bei DZK-Produkten der VHP-Zugang irrelevant sei, vermag dies nicht zu überzeugen. Wie bereits ausgeführt, sieht der Inhaber einer DZK zwei Nutzungsformen in einem Produkt vereint: Ein unterbrechbarer Zugang zum gesamten Marktgebiet und eine feste Nutzungsmöglichkeit für eine oder mehrere konkrete Punktkombination(en). Der Netznutzer braucht nicht kurzfristig eines von zwei Produkten in Abhängigkeit davon zu buchen, welche Nutzungsform er letztlich benötigt, sondern kann langfristig ein Produkt erwerben, welche beide Varianten beinhaltet. Insofern stellt die DZK weiterhin einen Mehrwert zum vollständig unterbrechbaren Kapazitätsprodukt (uFZK) dar.

312 Hinzu kommt, dass durch die KASPAR-Festlegung – wie oben erwähnt – die Unterbrechungswahrscheinlichkeit bei der DZK deutlich geringer als bei der uFZK ist. Daher handelt es sich um eine sachgerechte und mit der Zugangsseite konsistente Bepreisung, wenn das Produkt DZK einen Preis zwischen dem wertvollsten Produkt FZK und dem vorrangig zu unterbrechenden Produkt uFZK hat.

c) Keine Differenzierung nach Produktlaufzeit

313 Die Rabattierung für ein bestimmtes bedingtes verbindliches Kapazitätsprodukt eines Netzbetreibers darf sich nicht in Abhängigkeit davon unterscheiden, ob es sich um untertägiges, um ein Tages-, um ein Monats-, um ein Quartals- oder um ein Jahres-

Standardkapazitätsprodukt handelt. Die Höhe der Rabattierung richtet sich nach der Bewertung der jeweiligen Bedingung; nach Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 ist es die Bedingung des verbindlichen Kapazitätsprodukts, die bei der Festsetzung der Preise berücksichtigt werden kann. Diese Bedingung ist etwa bei einem Tages-Standardkapazitätsprodukt objektiv aber nicht anders zu bewerten als beispielsweise bei einem Monats-Standardkapazitätsprodukt. Im Ergebnis führt dies dazu, dass ein bestimmtes bedingtes verbindliches Kapazitätsprodukt stets den identischen Rabatt hat, gleich welche Laufzeit das Standardkapazitätsprodukt hat. Dabei richtet sich die durch das Entgelt für ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt nach unten gezogene Grenze nach dem niedrigsten Rabatt, der nach den Vorgaben des Art. 16 der Verordnung (EU) 2017/460 für ein Standardkapazitätsprodukt am entsprechenden Punkt ermittelt wird. Nähme man nicht diesen niedrigsten Rabatt, hätte dies zur Folge, dass ein bedingtes verbindliches Kapazitätsprodukt mit beliebiger Laufzeit höher rabattiert werden könnte als das entsprechende unterbrechbare Standardkapazitätsprodukt. Dies wäre ersichtlich sachwidrig und würde die bereits begründete Vorgabe, dass Entgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte nicht niedriger sein dürfen als Entgelte für das am geringsten rabattierte unterbrechbares Standardkapazitätsprodukt an diesem Punkt, von vornherein aushöhlen.

d) Geltung an Speicheranlagen

314 Die Vorgabe der Tenorziffer 3 gilt für die kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen nur unter der Maßgabe, dass zuvor der gemäß Tenorziffer 2 festgelegte Rabatt auf das Fernleitungsentgelt anzuwenden ist. Dies hat zwar zur Folge, dass das Entgelt für ein verbindliches Kapazitätsprodukt an einer Speicheranlage niedriger sein kann als das Entgelt für ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt an Kopplungspunkten. Dies ist jedoch im Interesse des allgemeinen Beitrags, den Speicheranlagen zur Versorgungssicherheit und Systemflexibilität leisten können und schließlich auch im Interesse einer verursachungsgerechten Bepreisung – eine doppelte Entgelterhebung für die Fernleitung von und zu Speicheranlagen soll vermieden werden – sachgerecht. Ausdrücklich werden diese Aspekte in Erwägungsgrund 4 der Verordnung (EU) 2017/460 aufgeführt. Aus diesem Grund ordnet Art. 9 Abs. 1 der Verordnung denn auch an, dass Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen mit einem Rabatt von mindestens 50 % zu versehen sind, sofern und soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird.

2. Keine Anwendung eines Benchmarkings nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460

315 Gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 kann ein Benchmarking der nationalen Regulierungsbehörde erfolgen, wobei die Referenzpreise an einem bestimmten Ein- und Ausspeisepunkt so angepasst werden, dass die sich ergebenden Preise eine wettbewerbsfähige Höhe erreichen.

316 Ausgangspunkt der Regelung ist, dass in bestimmten Konstellationen ein Wettbewerb zwischen Fernleitungsnetzen (z.B. bei alternativen Transportrouten über andere Länder) bestehen kann. Bei Anwendung einer festgelegten Referenzpreismethode bestünde für den betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber keine Möglichkeit, auf diese Wettbewerbssituation zu reagieren.

317 In der in früheren REGENT-Beschlüssen (BK9-18/610-NCG vom 29.03.2019 und BK9-19/610 vom 11.09.2020) berücksichtigten Konstellation ist der Ausgangspunkt der Anwendung eines Benchmarkings jedoch nicht ein tatsächlich bestehender Wettbewerb, sondern drohender Wettbewerb in Form eines drohenden Direktleitungsbaus gewesen. Aufgrund der damaligen besonderen Netzsituation am Netzknotenpunkt Burghausen in der Grenzregion zu Österreich waren dort Ein- und Ausspeisepunkte zwar förmlich in das deutsche Marktgebiet eingebunden, verfügten jedoch nicht über einen uneingeschränkten Zugang zum virtuellen Handelspunkt. Betroffen von der besonderen Netzsituation waren der Ausspeisepunkt zur Wacker Chemie AG sowie die Ein- und Ausspeisepunkte zum Speicher Haidach. Die Netzsituation hat sich zwischenzeitlich derart verbessert, dass seit mindestens dem Jahr 2023 der Ausspeisepunkt des Letztverbrauchers Wacker Chemie AG über einen uneingeschränkten, verbindlichen Zugang zum virtuellen Handelspunkt verfügt. Bezüglich der Ein- und Ausspeicherpunkte zum Speicher Haidach werden bereits seit 2020 FZK- bzw. bFZK-Produkte angeboten. Zudem droht kein Direktleitungsbau vom Speicher ins österreichische Netzgebiet, sondern dieser Direktleitungsbau ist mittlerweile vollzogen worden. Insofern mangelt es aus Sicht der Beschlusskammer bereits an den Voraussetzungen, welche eine mögliche Anwendung eines Benchmarkings rechtfertigen könnten. Sowohl bezogen auf den Letztverbraucherausspeisepunkt zur Wacker Chemie AG, als auch auf die Ein- und Ausspeisesituation am Speicher Haidach liegen vergleichbare Situationen wie an anderen Letztverbraucher- bzw. Speicherbuchungspunkten vor. Folglich ist eine besondere tarifliche Behandlung dieser Buchungspunkte nicht mehr angezeigt.

IV. Anpassungen hinsichtlich der Anwendung der Referenzpreismethode auf alle Ein- und Ausspeisepunkte gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 4 des Tenors)

318 Die Anordnungen in Ziffer 4 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 3 und 4 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460.

319 Anpassungen nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 sind erforderlich, da bei der Referenzpreismethode lediglich prognostizierte, durchschnittlich kontrahierte, unangepasste Kapazitäten in die Berechnungen einfließen, ohne dass beispielsweise Anpassungen nach Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 bei Ein- und Ausspeisepunkten aus bzw. in Speicheranlagen, Multiplikatoren nach Art. 13 und 14 der Verordnung (EU) 2017/460, Abschläge nach Art. 16 der Verordnung (EU) 2017/460 oder Nachlässe nach Art. 18 der Verordnung (EU) 2024/1789 zur Gewichtung der Kapazitäten berücksichtigt werden.

320 Mit der Festlegung BK9-17/609 vom 19.07.2017 wurde bereits entschieden, dass Anpassungen nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 an allen Ein- und Ausspeisepunkten mit dem Ziel, die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich vereinnahmen zu können, vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber vorzunehmen sind (Zuständigkeit für die Anpassung). Mit der Tenorziffer 4 dieser Festlegung wird geregelt, dass die Änderung der Referenzpreise an allen Punkten durch Multiplikation mit einer Konstanten zu erfolgen hat. Die Multiplikation mit einer Konstanten hat im Gegensatz zur Addition bzw. Subtraktion einer Konstanten den Vorteil, dass die sich aus dem unangepassten Referenzpreis ergebenden Mehr- oder Mindererlöse diskriminierungsfrei an allen Ein- und Ausspeisepunkten auf- bzw. abgeschlagen werden und dabei der Abstand der rabattierten Ein- und Ausspeisepunkten (etwa an Speichern sowie bei Ein- und Ausspeisepunkten, an denen Bedingungen für verbindliche Kapazitätsprodukte gelten) zu unrabattierten Ein- und Ausspeisepunkten gewahrt wird.

321 Aufgrund der jährlichen Entgeltbildung ist auch der Anpassungsfaktor durch die Fernleitungsnetzbetreiber jährlich neu zu bilden und transparent im Rahmen der Veröffentlichungen nach Art. 30 der Verordnung (EU) 2017/460 auszuweisen.

V. Fernleitungsdienstleistungen und Systemdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffern 5 und 6 des Tenors)

322 Nach Art. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 sind Entgelte für Fernleitungsdienstleistungen und für Systemdienstleistungen zu erheben. Fernleitungsdienstleistungen sind gemäß Art. 3 Nr. 12 der Verordnung (EU) 2017/460 vom Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb des Ein- und

Ausspeisesystems zum Zweck der Fernleitung erbrachte regulierte Dienstleistungen. Systemdienstleistungen sind gemäß Art. 3 Nr. 15 vom Fernleiter erbrachte regulierte Dienstleistungen mit Ausnahme der Fernleitungsdienstleistungen und der Dienstleistungen, die der Verordnung (EU) 312/2014 unterliegen. Gemäß Art. 4 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 gelten solche Dienstleistungen als Fernleitungsdienstleistungen, deren Kosten auf die Kostentreiber technische und prognostizierte Kapazität und Distanz zurückgehen und deren Kosten im Zusammenhang mit Investitionen in Infrastruktur, die zum regulierten Anlagevermögen („Regulated Asset Base“, RAB) für die Erbringung von Fernleitungsdienstleistungen gehört, sowie mit dem Betrieb dieser Infrastruktur stehen. Unter Kostentreibern sind dabei nach Art. 3 Nr. 18 der Verordnung (EU) 2017/460 wesentliche Elemente der Tätigkeiten eines Fernleitungsnetzbetreibers zu verstehen, die Auswirkungen auf seine Kosten haben. Wird eines dieser beiden Kriterien nicht erfüllt, kann eine bestimmte Dienstleistung entweder als Fernleitungs- oder als Systemdienstleistung betrachtet werden. Der Begriff der „Systemdienstleistung“ ist in diesem Kontext nicht identisch mit der Systemdienstleistung im Sinne der deutschen GasNEV, sondern – quasi negativ – durch Abgrenzung vom Begriff der Fernleitungsdienstleistung definiert (vgl. auch den Wortlaut der englischen Fassung der Verordnung (EU) 2017/460: „non-transmission service“) und damit in seinem Anwendungsbereich weiter gefasst. Die Entgelte für Systemdienstleistungen müssen nach Art. 4 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 verursachungsgerecht, nichtdiskriminierend, objektiv und transparent sein und werden den Empfängern der Systemdienstleistung mit dem Ziel berechnet, die Quersubventionierung zwischen Netznutzern innerhalb und/oder außerhalb der Bundesrepublik Deutschland zu minimieren. Kommt eine bestimmte Systemdienstleistung nach Ansicht der Bundesnetzagentur allen Netznutzern zugute, werden die Kosten dieser Dienstleistung von allen Netznutzern getragen.

1. Marktraumumstellungsumlage

323 Entgegen den bisherigen Entscheidungen, zuletzt REGENT 2021, wird die Marktraumumstellungsumlage nicht als Systemdienstleistung eingestuft. Dies entspricht auch der Sichtweise von ACER, wonach die Marktraumumstellungsumlage nicht als Systemdienstleistung zu qualifizieren ist.[4]

[4] “The Agency agrees that the costs related to the MACL [Market area conversion charge] are not fully related to TSOs. According to Article 3(15) of the NC TAR, non-transmission services should be services provided by the TSO. For this reason, the costs associated to the MACL charge do not formally classify as a nontransmission services.” Agency Report, Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Germany, 17. Juli 2020.

324 Der deutsche Gesetzgeber hat in § 19a Abs. 1 EnWG angeordnet, dass, sofern der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes die in seinem Netz einzuhaltende Gasqualität auf Grund eines von einem oder mehreren Fernleitungsnetzbetreibern veranlassten und netztechnisch erforderlichen Umstellungsprozesses dauerhaft von L-Gas auf H-Gas umstellt, er die notwendigen technischen Anpassungen der Netzanschlüsse, Kundenanlagen und Verbrauchsgeräte auf eigene Kosten vorzunehmen hat. Diese Kosten wurden bis einschließlich 31. Dezember 2016 auf alle Gasversorgungsnetze innerhalb des Marktgebiets umgelegt, in dem das Gasversorgungsnetz liegt. Diese Kosten sind ab dem 1. Januar 2017 bundesweit auf alle Gasversorgungsnetze unabhängig vom Marktgebiet umzulegen. Die näheren Modalitäten der Berechnung sind der Kooperationsvereinbarung nach § 20 Abs. 1b und § 8 Abs. 6 der GasNZV oder einer Festlegung nach § 20 Abs. 4 EnWG vorbehalten.

325 Zudem enthält § 19 Abs. 2 EnWG eine Regelung zur Frage, welche Kosten als notwendig zu erachten sind. Der Netzbetreiber teilt der zuständigen Regulierungsbehörde jährlich bis zum 31. August mit, welche notwendigen Kosten ihm im vorherigen Kalenderjahr durch die Umstellung entstanden sind und welche notwendigen Kosten ihm im folgenden Kalenderjahr planmäßig entstehen werden. Die Regulierungsbehörde kann Entscheidungen durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG darüber treffen, in welchem Umfang technische Anpassungen der Netzanschlüsse, Kundenanlagen und Verbrauchsgeräte notwendig sind. Daneben ist die Regulierungsbehörde befugt, gegenüber einem Netzbetreiber festzustellen, dass bestimmte Kosten nicht notwendig waren. Der Netzbetreiber hat den erforderlichen Nachweis über die Notwendigkeit zu führen. Kosten, deren fehlende Notwendigkeit die Regulierungsbehörde festgestellt hat, dürfen nicht umgelegt werden.

326 Die Einzelheiten des Umlagemechanismus sind von den Fernleitungsnetzbetreibern und den betroffenen Verteilnetzbetreibern demnach durch Vereinbarung festzulegen. Zum Zeitpunkt der Beschlussfassung wird dies durch die entsprechenden Bestimmungen der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen gewährleistet, wobei die dort geregelte Umsetzung hinsichtlich der Modalitäten der Umlage auf keine rechtlichen Bedenken stößt. Dies gilt insbesondere für die Zuordnung der Umlage auf alle Netznutzer an den Ausspeisepunkten mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten, da sie allen Netznutzern zugutekommen. Alle betroffenen Kunden profitieren von der Umstellung der Netze und der damit verbundenen erhöhten Liquidität im deutschen Marktgebiet. Dies gilt ungeachtet der auch schon bisher vorhandenen Möglichkeit einer kostenfreien Konvertierung von L-Gas zu H-Gas nach dem Beschluss BK7-11-002 vom 27.03.2012 (Konny Gas), da diese wirtschaftliche bzw. bilanzielle Möglichkeit nicht losgelöst von ihren technisch-physikalischen Voraussetzungen betrachtet werden kann und nur die Umstellung der Netze sicherstellt, dass auch weiterhin dauerhaft über das gesamte Marktgebiet hinweg mit Gas gehandelt werden kann. Transitkunden

profitieren demgegenüber nach Auffassung der Beschlusskammer nicht oder zumindest nur in vernachlässigbarer Größenordnung von der Marktraumumstellung. Die Umstellung betrifft im Wesentlichen nicht die Netze selbst, sondern die daran angeschlossenen Verbrauchsgeräte deutscher Endkunden, welche von Transitkunden ohnehin nicht beliefert werden. Zudem werden die Kopplungspunkte in den bisherigen L-Gas-Netzen typischerweise nur für den Import genutzt, während die bisher von der Marktraumumstellungsumlage tangierte Ausspeisung in die Marktgebiete benachbarter Staaten in der Regel ausschließlich in H-Gas-Netzen stattfindet, welche keiner Umstellung bedürfen. Auch nach der Umstellung wird der Transit von H-Gas durch Deutschland aufgrund der geographischen und netztechnischen Gegebenheiten voraussichtlich weiterhin durch historische H-Gas-Netze und nicht durch ehemalige L-Gas-Netze erfolgen. Eine Quersubventionierung inländischer Kunden durch den grenzüberschreitenden Handel über die Marktraumumstellungsumlage ist bei dieser Ausgestaltung ausgeschlossen. Ferner ist es sachgerecht, die Speicherpunkte von der Umlage zu befreien. Andernfalls würde Gas, welches zuerst eingespeichert und später an Endkunden ausgespeist wird, im Ergebnis zweimal mit der Umlage belegt. Darüber hinaus werden Speicher auch von Transitkunden genutzt, sodass diese indirekt doch zur Finanzierung der Gasumstellung herangezogen würden.

327 Mehr- oder Mindererlöse aus dem Umlagemechanismus werden sachgerecht über besondere Mechanismen ausgeglichen. Für Differenzen, welche aus Abweichungen bei den angefallenen Kosten entstehen, wird für jeden Fernleitungsnetzbetreiber ein jährlicher Plan-Ist-Abgleich durchgeführt und die jeweilige Differenz im jeweils übernächsten Jahr in der Umlage berücksichtigt. Differenzen, welche aus Abweichungen bei den gebuchten Kapazitäten entstehen, werden ebenfalls über einen Plan-Ist-Abgleich ausgeglichen, in welchem jeder Fernleitungsnetzbetreiber jährlich die Differenzen aus prognostizierten und gebuchten Kapazitäten und die hieraus resultierenden Mehr- und Mindererlöse aus der Umlage ermittelt, damit diese im Rahmen der Umlage selbst ausgeglichen werden können und nicht über das Regulierungskonto in Wechselwirkung mit sonstigen Mehr- und Mindererlösen treten. Die Berechnung der Zinsen erfolgt entsprechend § 5 Abs. 2 ARegV. Drittens schließlich erfolgen Ausgleichszahlungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern des Marktgebiets, um zu vermeiden, dass einzelne Fernleitungsnetzbetreiber aus der Umlage höhere oder niedrigere Erlöse erzielen, als es den Umstellungskosten entspricht, die spezifisch in ihrem Netzgebiet anfallen.

328 Die Entscheidung der Beschlusskammer, die Marktraumumstellungsumlage nicht als Systemdienstleistung auszuweisen, hat demnach keine praktischen Konsequenzen. Sowohl im Zeitraum bis 31.12.2025 als auch ab 01.01.2026 würde gemäß den obigen Ausführungen die Berechnung, Erhebung und Abwicklung der Umlage rechtskonform erfolgen.

329 Die Beschlusskammer weist darauf hin, dass aus Gründen der Transparenz auf Buchungsplattformen jedenfalls die einschlägigen Umlagen mit Bezug zu Kapazitätsbuchungen mit veröffentlicht werden sollten.

2. Biogasumlage

330 Entgegen den bisherigen Entscheidungen, zuletzt REGENT 2021, wird die Biogasumlage nicht als Systemdienstleistung eingestuft. Dies entspricht auch der Sichtweise von ACER, wonach die Biogasumlage nicht als Systemdienstleistung zu qualifizieren ist.[5]

331 Der deutsche Verordnungsgeber hat nach der gegenwärtigen Rechtslage in § 20b GasNEV angeordnet, dass die Kosten für den effizienten Netzanschluss sowie für die Wartung und den Betrieb gemäß § 33 Abs. 2, die Maßnahmen gemäß § 33 Abs. 10 sowie die Maßnahmen gemäß § 34 Abs. 2 GasNZV, für den erweiterten Bilanzausgleich gemäß § 35 GasNZV abzüglich der vom Bilanzkreisverantwortlichen gemäß § 35 Abs. 8 GasNZV zu zahlenden Pauschale, gemäß § 36 Abs. 3 und 4 GasNZV und die Kosten für die vom Netzbetreiber gemäß § 20a GasNEV an den Transportkunden von Biogas zu zahlenden Entgelte für vermiedene Netzkosten bundesweit umgelegt werden.

332 Die Einzelheiten des gegenwärtigen Umlagemechanismus sind von den Fernleitungsnetzbetreibern und den betroffenen Verteilnetzbetreibern durch Vereinbarung festzulegen. Zum Zeitpunkt der Beschlussfassung wird dies durch die entsprechenden Bestimmungen der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen gewährleistet, wobei die dort geregelte Umsetzung hinsichtlich der Modalitäten der Umlage auf keine rechtlichen Bedenken stößt. Dies gilt insbesondere für die sachgerechte Zuordnung der Umlage auf alle Netznutzer auf der Ausspeiseseite mit Ausnahme der Kopplungspunkte und Speicherpunkte.

333 Mehr- oder Mindererlöse aus dem Umlagemechanismus werden sachgerecht über besondere Mechanismen ausgeglichen. Für Differenzen, welche aus Abweichungen bei den angefallenen Kosten entstehen, wird für jeden Fernleitungsnetzbetreiber ein jährlicher Plan-Ist-Abgleich durchgeführt und die jeweilige Differenz im jeweils übernächsten Jahr in der Umlage berücksichtigt. Differenzen, welche aus Abweichungen bei den gebuchten Kapazitäten entstehen, werden ebenfalls über einen Plan-Ist-Abgleich ausgeglichen, in welchem jeder Fernleitungsnetzbetreiber jährlich die Differenzen aus prognostizierten und

[5] "The Agency notes that the costs related to the biogas charge are not fully related to TSOs. According to Article 3(15) of the NC TAR, non-transmission services should be services provided by the TSO. For this reason, the costs associated to the biogas charge do not formally classify as a non-transmission services." Agency Report, Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Germany, 17. Juli 2020.

gebuchten Kapazitäten und die hieraus resultierenden Mehr- und Mindererlöse aus der Umlage ermittelt, damit diese im Rahmen der Umlage selbst ausgeglichen werden können und nicht über das Regulierungskonto in Wechselwirkung mit sonstigen Mehr- und Mindererlösen treten. Die Berechnung der Zinsen erfolgt entsprechend § 5 Abs. 2 ARegV. Drittens schließlich erfolgen Ausgleichszahlungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern des Marktgebiets, um zu vermeiden, dass einzelne Fernleitungsnetzbetreiber aus der Umlage höhere oder niedrigere Erlöse erzielen, als es den Biogaskosten entspricht, die spezifisch in ihrem Netzgebiet anfallen.

334 Inwiefern eine gesetzliche oder verordnungsrechtliche Nachfolgeregelung zu § 20b GasNEV erfolgen wird, welcher zum 31.12.2027 aufgehoben wird, ist zurzeit unklar. Dadurch, dass ab dem 01.01.2026 die Biogasumlage nicht mehr als Systemdienstleistung qualifiziert wird, erfolgt insofern keine Vorfestlegung oder Einschränkung der diesbezüglichen Entscheidung des hierfür zuständigen Gesetz- oder Verordnungsgebers zur Fortführung der Umlage.

335 Für den Zeitraum ab dem 01.01.2026 bis zum 31.12.2027 dürfte sich durch das Fortbestehen des § 20b GasNEV auch trotz des Auslaufens der GasNZV bereits zum 31.12.2025 keine maßgebliche Änderung hinsichtlich der Umlage für Bestandsanlagen ergeben, denn der Verweis des § 20b GasNEV, der erst zum 31.12.2027 ausläuft, dürfte demnach jedenfalls für Bestandsbiogasanlagen so auszulegen sein, dass auf die entsprechenden Vorschriften der GasNZV zum Zeitpunkt vor Ihrem Außerkrafttreten verwiesen wird.

336 Die Beschlusskammer weist darauf hin, dass aus Gründen der Transparenz auf Buchungsplattformen jedenfalls die einschlägigen Umlagen mit Bezug zu Kapazitätsbuchungen mit veröffentlicht werden sollten.

3. Messstellenbetrieb einschließlich Messung (Ziffer 5 des Tenors)

337 Die Anordnungen in Ziffer 5 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 3 und 4 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1, Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii, Art. 4 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460.

338 Der Messstellenbetrieb einschließlich Messung wird gemäß Art. 4 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern und zu nachgelagerten Verteilnetzen als Systemdienstleistung, an allen übrigen Punkten hingegen als Fernleitungsdienstleistung eingestuft. Die Kosten des Messstellenbetriebs gehen nicht auf den Kostentreiber Distanz, aber zumindest teilweise auf den Kostentreiber Kapazität i.S.d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 a) der Verordnung (EU) 2017/460 zurück. Je größer die Ausspeisekapazität an einem bestimmten Punkt im Netz ist, desto leistungsfähiger und somit kostenintensiver muss im Regelfall auch die vorhandene Messinfrastruktur sein, wenngleich dieser Zusammenhang zumindest auf der Kostenseite nach den Erkenntnissen der Beschlusskammer nicht immer

zwingend ist. Ferner stehen die Kosten im Normalfall im Zusammenhang mit Investitionen in Infrastruktur, die zum regulierten Anlagevermögen i.S. d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 b) der Verordnung (EU) 2017/460 gehört, nämlich in eben diese Messinfrastruktur. Auch dieser Zusammenhang besteht indes nicht immer, da einige Fernleitungsnetzbetreiber ihre Messstellen lediglich operativ betreiben, ohne jedoch das Eigentum an ihnen zu erwerben. Überdies gehen die Kosten der zum Messstellenbetrieb gehörenden Messung, die bei vielen Fernleitungsnetzbetreibern einen ganz erheblichen Bestandteil der Messstellenbetriebskosten ausmachen, weder auf die Kostentreiber Kapazität und Distanz zurück noch stehen sie im Zusammenhang mit Investitionen in die Infrastruktur. Da die Kriterien des Art. 4 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 somit nicht eindeutig erfüllt sind, obliegt die Einordnung nach Art. 4 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 der Beschlusskammer.

a) Messstellenbetrieb bei Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern

339 Hinsichtlich der Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern ist eine Qualifizierung als Systemdienstleistung sinnvoll, da es sich insoweit nicht um rein interne Maßnahmen zur Netzsteuerung, sondern um Vorgänge handelt, die durch einzelne klar abgrenzbare Verbraucher bzw. durch die diese Verbraucher mit Gas versorgenden Netzkunden verursacht werden. Deshalb sollten auch die dadurch entstehenden Kosten bei diesen Kunden allokiert werden. Überdies führt die Ausweisung gesonderter Entgelte für den Messstellenbetrieb zu Transparenz und zur Vergleichbarkeit mit anderen Anbietern derselben Leistung, sodass der angeschlossene Letztverbraucher auf fundierter Grundlage darüber entscheiden kann, ob er den Messstellenbetrieb vom Netzbetreiber vornehmen lassen oder nach § 5 Abs. 1 MsbG einen anderen Messstellenbetreiber beauftragen will.

340 Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in ihrem jeweiligen System maßgeblichen Kostentreiber für den Messstellenbetrieb bei Letztverbrauchern zu ermitteln und in sachgerechter Weise den einzelnen Ausspeisepunkten zuzuordnen. Dabei können neben den Messstellenbetriebsentgelten auch separate Entgelte für die Messung nach einer gesonderten Methodik ermittelt und ausgewiesen werden, wenn diese Differenzierung nach den Kostenstrukturen und der Ausgestaltung der erbrachten Dienstleistungen sachgerecht ist Die Messstellenbetriebsentgelte (und ggf. Messentgelte) müssen den Kriterien des Art. 4 Abs. 4 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 genügen. Im Übrigen überlässt die Beschlusskammer die Ausgestaltung der anzuwendenden Entgeltmethodik den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern. Dies tut sie zum einen vor dem Hintergrund, dass sich die gewachsenen Strukturen im Messwesen und die sich auf deren Grundlage herausgebildeten bisher angewendeten Methoden der Entgeltbildung teilweise sehr stark unterscheiden und Vereinheitlichungsversuche durch die Beschlusskammer sich als schwierig und vielfach nicht sinnvoll erwiesen haben. Zum anderen ist der Bedarf nach regulatorischen Eingriffen beim Messstellenbetrieb

weniger stark geboten als in anderen Bereichen. Beim Messstellenbetrieb verfügen Netzbetreiber seit Inkrafttreten des MsbG nicht mehr über eine natürliche Monopolstellung, sondern befinden sich in einem Wettbewerbsverhältnis mit anderen unabhängigen Messstellenbetreibern. Damit sollte grundsätzlich eine Herausbildung angemessener Preise über Marktmechanismen gewährleistet sein, weshalb für staatlich-regelnde Eingriffe Zurückhaltung geboten ist. Marktstörungen drohen allenfalls durch Quersubventionierung des Messstellenbetriebs aus anderen regulierten Geschäftsbereichen, was allerdings keine Frage der Entgeltmethodik, sondern der Kostenzuordnung ist, welche ohnehin der Aufsicht der Bundesnetzagentur unterliegt. Im Rahmen der diesen Beschluss vorbereitenden Datenerhebung haben alle Fernleitungsnetzbetreiber, die Messstellen an Anschlusspunkten zu Letztverbrauchern betreiben, die gegenwärtig von ihnen angewendete Methodik zur Bildung der entsprechenden Entgelte gegenüber der Beschlusskammer erläutert. Dabei sind der Beschlusskammer keine Gestaltungen zur Kenntnis gelangt, die nach ihrer Einschätzung nicht verursachungsgerecht, nichtdiskriminierend, objektiv und transparent sind oder zu einer Quersubventionierung zwischen Netznutzern führen.

341 Der Ausgleich von Mehr- oder Mindererlösen, welche entstehen können, wenn sich die Zahl der Anschlussnutzer, bei denen der Messstellenbetrieb durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, im Zeitablauf verändert, erfolgt über ein gesondertes Regulierungskonto. Dies ist notwendig, um eine Beeinflussung der Fernleitungsentgelte durch Differenzen aus dem Bereich des Messstellenbetriebs zu vermeiden. Der Messstellenbetrieb wird nur von einer klar abgrenzbaren Gruppe innerhalb der Gesamtheit der Nutzkunden in Anspruch genommen, welche allein die Kosten hierfür zu tragen hat, weshalb auch positive und negative Effekte aus hierbei anfallenden Differenzbeträgen allein bei dieser Gruppe zu allokieren sind. Ein gesondertes Regulierungskonto steht nicht im Widerspruch zu Art. 19 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460. Zwar hat hiernach jeder Fernleitungsnetzbetreiber nur ein Regulierungskonto zu nutzen. Allerdings bezieht sich diese Norm – wie Kapitel IV der Verordnung (EU) 2017/460 insgesamt – nur auf Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, die über ein solches Konto auszugleichen sind. Art. 17 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/460 bestimmt sodann, dass diese Bestimmungen mutatis mutandis auf Erlöse aus Systemdienstleistungen angewendet werden können. Nähere Bestimmungen darüber, wie dies im Einzelnen zu geschehen hat und in welchem Verhältnis der Ausgleich von Erlösen aus Systemdienstleistungen zum Ausgleich der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen in diesem Fall stehen sollen, fehlen. Da die Nutzung des Regulierungskontos für Systemdienstleitungen schon im Grundsatz nicht zwingend vorgegeben ist und auch alternative Ausgleichsmechanismen zugelassen sind, kann die Einrichtung eines eigenständigen Regulierungskontos mit identischer Funktionsweise nicht unzulässig sein. Überdies genügt nur diese Ausgestaltung den Vorgaben des Art. 4 Abs. 4 S. 2 lit. a) und des Art. 7 S. 2 lit. c) der Verordnung (EU) 2017/460,

wonach sowohl der für Fernleitungsdienstleistungen maßgebliche Referenzpreis als auch die Systemdienstleistungsentgelte frei von (auch wechselseitigen) Quersubventionierungen zu bilden sind. Die Vorgaben des § 5 ARegV (oder einer Nachfolgeregelung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 6 EnWG) zur Führung und Prüfung des Regulierungskontos finden auf beide Konten gleichermaßen unverändert Anwendung, lediglich bei der Ausschüttung der Salden nach § 5 Abs. 3 S. 2 ARegV oder einer Nachfolgeregelung erfolgt neben der Erhöhung oder Absenkung der (nach wie vor einheitlichen) Erlösobergrenze künftig eine Differenzierung nach Beträgen, die bei der Bildung von Fernleitungsnetzentgelten und bei der Bildung von Messstellenbetriebsentgelten zu berücksichtigen sind.

342 Die indikativen Messstellenbetriebsentgelte für die einzelnen Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern, welche die Fernleitungsnetzbetreiber der Beschlusskammer mitgeteilt haben, und ihr Anteil an den zulässigen Gesamterlösen je Fernleitungsnetzbetreiber ergeben sich aus den Anlagen 1 und 4.

b) Messstellenbetrieb bei Ausspeisepunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern

343 Ferner hat sich die Beschlusskammer dazu entschlossen, auch den Messstellenbetrieb an Ausspeisepunkten zu nachgelagerten Verteilnetzen als Systemdienstleistung zu qualifizieren, soweit dieser nicht durch den Verteilnetzbetreiber, sondern durch den Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt. Andernfalls käme es zu einer Ungleichbehandlung von Endkunden, welche direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind, und jenen, welche über ein Verteilnetz versorgt werden. Erstgenannte würden dann nicht nur den sie selbst betreffenden Messstellenbetrieb finanzieren, sondern auch jenen, der ausschließlich für die Kunden in einem bestimmten Verteilnetz durchgeführt wird. Anders als bei den Ausspeisepunkten zu einzelnen Letztverbrauchern findet hier jedoch das MsbG keine Anwendung, der Fernleitungsnetzbetreiber steht also nicht im Wettbewerb mit konkurrierenden Messdienstleistern. Somit kann die genaue Ausgestaltung des Entgeltsystems hier nicht im Vertrauen auf Marktmechanismen den Fernleitungsnetzbetreibern selbst überantwortet werden. Deshalb ordnet die Beschlusskammer an, dass die Kosten einer Messstelle am Verbindungspunkt zu einem Verteilnetz vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber zu tragen sind. Diese Bestimmung ordnet die Kosten direkt dem entsprechenden Verursacher zu, sie ist ferner diskriminierungsfrei und aufgrund ihrer Einfachheit objektiv und transparent. Das daraus resultierende Systemdienstleistungsentgelt ist im Rahmen des internen Bestellprozesses von Verteilnetzbetreiber zu entrichten, der es sodann in Form von vorgelagerten Netzkosten an seine eigenen Kunden weitergeben kann.

344 Eine Regelung zum Regulierungskonto oder zu sonstigen Ausgleichsmechanismen ist entbehrlich. Da die von dem jeweiligen nachgelagerten Netzbetreiber zu entrichtenden Entgelte genau den von ihm verursachten Kosten entsprechen, sind Mehr- oder Mindererlöse nicht zu erwarten.

345 Die indikativen Messstellenbetriebsentgelte für die einzelnen Ausspeisepunkte zu nachgelagerten Verteilnetzen, welche die Fernleitungsnetzbetreiber der Beschlusskammer mitgeteilt haben, und ihr Anteil an den zulässigen Gesamterlösen je Fernleitungsnetzbetreiber ergeben sich aus den Anlagen 1 und 4.

c) Messstellenbetrieb an Kopplungspunkten, LNG-Anlagen und Speicherpunkten

346 Der Betrieb von Messstellen an Kopplungspunkten, LNG-Anlagen und Speicherpunkten wird demgegenüber als Fernleitungsdienstleistung eingestuft. Es handelt sich hierbei um Vorgänge, die nicht einzelnen Netzkunden zurechenbar sind, sondern jeweils eine Vielzahl von Netznutzern betreffen. Auch insoweit wäre zwar eine punktspezifische Allokation möglich, um zumindest den Teil der Netznutzer, der die jeweiligen Punkte nutzt, verursachungsgerecht mit den entsprechenden Kosten zu belasten. Es ist jedoch nicht begründbar, warum gerade beim Messstellenbetrieb eine solche präzise Kostenzuordnung erfolgen sollte, während alle anderen Kosten, etwa für die Nutzung ganz bestimmter Leitungsabschnitte, als allgemeines Transportentgelt gleichmäßig über alle Nutzer verteilt werden. Auch eine Beeinträchtigung des Wettbewerbs im Messwesen kommt nicht in Betracht, da das MsbG an den betroffenen Ausspeispunkten ohnehin keine Anwendung findet und ein Markt für konkurrierende Messstellenbetreiber mangels potentieller Auftraggeber (abgesehen von den Netzbetreibern selbst) nicht besteht.

4. Nominierungsersatzverfahren (Ziffer 6 des Tenors)

347 Die Anordnungen in Ziffer 6 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 3 und 4 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1, Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii, Art. 4 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460.

348 Bei dem Nominierungsersatzverfahren gemäß § 15 Abs. 3 GasNZV (oder einer Nachfolgeregelung nach § 20 Abs. 4 EnWG) handelt es sich um eine Systemdienstleistung. Es ist keine Fernleitungsdienstleistung gemäß Art. 4 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EU) 2017/460. Die Kosten des Nominierungsersatzverfahrens gehen nicht i.S.d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/460 auf die Kostentreiber Kapazität und Distanz zurück und stehen nicht im Zusammenhang mit Investitionen in Infrastruktur, die zum regulierten Anlagevermögen für die Erbringung von Fernleitungsdienstleistungen i.S.d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/460 gehört. Es handelt sich um einen Vorgang, der nur einen

wirtschaftlichen, aber keinen technischen Bezug zum Gastransport bzw. zur Gasbilanzierung hat.

349 Es ist verursachungsgerecht und nichtdiskriminierend gemäß Art. 4 Abs. 4 S. 2 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/460, denjenigen Netzkunden, der ein Nominierungsersatzverfahren selbst oder durch ihren Bilanzkreisverantwortlichen in Anspruch nimmt, die Kosten dieses Verfahren tragen zu lassen. Die Fernleitungsnetzbetreiber erbringen auf Wunsch einzelner Netznutzer eine individuelle, zusätzliche Dienstleistung, welche dafür sorgt, dass die betreffenden Ausspeisestellen innerhalb des Bilanzierungssystem automatisch ausgeglichen sind. Daher erscheint eine separate und kundenindividuelle Abrechnung dieser Dienstleistung in Höhe der Aufwendungen der Fernleitungsnetzbetreiber sachgerecht. Dies ist ferner objektiv, transparent und ohne quer-subventionierende Wirkung i.S.d. Art. 4 Abs. 4 S. 2 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/460.

350 Die voraussichtlichen Kosten und Erlöse für das Nominierungsersatzverfahren sind in Anlage 1 ausgewiesen.

VI. Zeitliche Geltung der Festlegung gemäß Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 7 des Tenors) und Aufhebung der Festlegung BK9-19/610 (Ziffer 8 des Tenors)

351 Die Anordnungen in Ziffern 7 und 8 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 3 und 4 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460.

352 Gemäß Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 ist das Verfahren gemäß Art. 26 und 27 der Verordnung (EU) 2017/460 einschließlich der Berechnung und Veröffentlichung der Entgelte, das erstmalig bis zum 31.05.2019 durchzuführen war, mindestens alle fünf Jahre zu wiederholen. Die Festlegung REGNT 2021 gilt für den Zeitraum 01.01.2021 bis maximal 31.12.2025. Demnach soll die Folgefestlegung REGENT 2026 ab dem 01.01.2026 gelten und könnte längstens bis zum 31.12.2030 Geltung beanspruchen. Durch Tenorziffer 8 erfolgt im Einklang mit diesen Vorgaben eine förmliche Aufhebung der Festlegung BK9-19/610 vom 11.09.2020 („REGENT 2021“).

VII. Entfall der Berichtspflicht

353 Aufgrund der mittlerweile etablierten Anwendung der Briefmarke als Referenzpreismethode verzichtet die Beschlusskammer auf die in den Vorgängerfestlegungen festgelegte Anzeige- und Berichtspflichten. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind selbstverständlich dennoch gehalten, Sachverhalte an die Bundesnetzagentur heranzutragen, die eine erneute Anpassung oder vorzeitige Neufestlegung erforderlich machen könnten.

VIII. Sonstiges

354 Die Anlagen 1 bis 6 sind Bestandteil dieses Beschlusses.

355 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Abs. 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs. 1 S. 3 EnWG keine Gebühren erhoben.

356 Da die Festlegung gegenüber allen im deutschen Marktgebiet tätigen 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.

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 14.05.2025

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