



## BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) 715/2009 i.V.m. Art. 4 Abs. 1, Art. 4 Abs. 2, Art. 4 Abs. 4, Art. 6 Abs. 4 lit. a und c, Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 sowie § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV i.V.m. § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV

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 2021)

Beigeladene:

EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe, gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

- Beigeladene zu 1) -

Gazprom export LLC, Ostrovskogo Sq. 2a letter „A“, Sankt Petersburg 191023, Russland, vertreten durch ihre Generaldirektorin,

- Beigeladene zu 2) -

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 2): Gleiss Lutz Hootz Hirsch PartmbB  
Rechtsanwälte, Steuerberater (Sitz Stuttgart, AG Stuttgart PR 136)

Wacker Chemie AG, Hanns-Seidel-Platz 4, 81737 München, gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

- Beigeladene zu 3) -

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 3): Rechtsanwalt Manfred Ungemach, Kaiser-Wilhelm-Ring 40, 40545 Düsseldorf,

Uniper Global Commodities SE, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch den Vorstand,

- Beigeladene zu 4) -

Verfahrensbevollmächtigte der Beigeladenen zu 4): Uniper SE, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, diese vertreten durch den Vorstand,

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

durch

den Vorsitzenden Dr. Christian Schütte,

die Beisitzerin Dr. Ulrike Schimmel

und den Beisitzer Roland Naas

am 11.09.2020 beschlossen:

1. Als Referenzpreismethode für die Bildung von Referenzpreisen durch die im deutschen Marktgebiet tätigen Fernleitungsnetzbetreiber wird die Berechnung distanzunabhängiger Ein- und Ausspeiseentgelte (sogenannte einheitliche Briefmarkenentgelte) festgelegt. Dabei sind die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen durch die für das Kalenderjahr prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten, unangepassten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren. Für die Einspeisung von Biogas, von Wasserstoff, welcher durch Wasserelektrolyse erzeugt wird und von Gas, welches durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist (Power-to-Gas), sind keine Kapazitäten anzusetzen und keine Einspeiseentgelte zu berechnen. Für die Monate Oktober bis Dezember des Jahres 2021 haben die

Fernleitungsnetzbetreiber bei der Bildung der Referenzpreise eine hypothetische Buchungsprognose vorzunehmen, die für das gesamte Jahr 2021 ein gemeinsames deutsches Marktgebiet unterstellt.

2. Kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an Ein- und Ausspeisepunkten an Speichieranlagen 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 Speichieranlage, 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.
3. Fernleitungsentgelte für bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten (hiernach „bFZK“) und feste, dynamisch zuordenbare Kapazitäten (hiernach „DZK“) können mit einem Rabatt versehen werden. Kapazitätentgelte für bFZK und DZK dürfen durch die Rabattierung nicht niedriger sein als das Kapazitätentgelt für das am geringsten rabattierte unterbrechbare Standardkapazitätsprodukt (hiernach „uFZK“) an diesem Punkt. Diese Vorgaben gelten auch bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speichieranlagen, dort jedoch erst nach Anwendung des gemäß Tenorziffer 2 festgelegten Rabatts.
  - a) Bezüglich des Netzanschlusspunktes des Letztverbrauchers Wacker Chemie AG bei der bayernets GmbH wird ein Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 aufgrund eines ansonsten drohenden Direktleitungsbaus durchgeführt. Diese Regelung kommt nur zur Anwendung, sofern für die Versorgung dieses Letztverbrauchers über den entsprechenden Netzanschlusspunkt der Einspeisepunkt Überackern 2 (Netzpunkt 700069-8001-1) oder der Einspeisepunkt am Untergrundspeicher Haidach (Netzpunkt 700069-8021-1) genutzt werden.
    - (1) Bei Anwendung des reduzierten Entgelts ist ein fester oder unterbrechbarer Zugang zum virtuellen Handlungspunkt auszuschließen. Werden an diesen Punkten Kapazitätsprodukte mit Zugang zum virtuellen Handlungspunkt angeboten, gelten abweichend vom Benchmarking die allgemeinen Entgeltregelungen, wenn innerhalb der Laufzeit der Kapazität der Zugang zum virtuellen Handlungspunkt in Anspruch genommen werden sollte.
    - (2) Beim Ansatz einer kalkulatorischen Nutzungsdauer der drohenden Direktleitung von vier Jahren beträgt die indikative Höhe des Entgelts

insgesamt 0,93 € pro kWh/h/a für die Buchung entsprechender Ein- und Ausspeisekapazitäten. Hierbei ist für die Einspeisekapazität das sich gemäß Tenorziffer 3 b) ergebende Entgelt anzusetzen. Für die Ausspeisekapazität ist die Differenz aus indikativ 0,93 € pro kWh/h/a und dem sich für die Einspeisekapazität ergebendem Entgelt anzusetzen. Weitere Speicherrabatte sind auf diese Entgelte nicht anzuwenden.

(3) Wird der Bundesnetzagentur gegenüber nachgewiesen, dass eine höhere kalkulatorische Nutzungsdauer sachgerecht ist, können entsprechend weiter reduzierte Entgelte ausgewiesen werden. In diesem Fall ist durch den Letztverbraucher als Petenten eine vertragliche Verpflichtung gegenüber der bayernets GmbH zur Zahlung des Differenzbetrages zwischen den tatsächlichen Erlösen aus den Buchungen zu dem reduzierten Entgelt sowie den bei der Berechnung des reduzierten Entgelts angesetzten jährlichen Gesamtkosten des Direktleitungsbaus einzugehen. Die vertragliche Verpflichtung muss eine Laufzeit entsprechend der angesetzten kalkulatorischen Nutzungsdauer haben. Die vertragliche Verpflichtung ist der Bundesnetzagentur vorzulegen.

(4) Das reduzierte Entgelt ist an den Petenten und die entsprechenden Ein- und Ausspeisepunkte gebunden und gilt unabhängig vom Transportkunden bzw. Lieferanten des Letztverbrauchers. Das reduzierte Entgelt ist durch die bayernets GmbH zum Beginn einer Regulierungsperiode unter Anwendung aktualisierter Zinssätze neu zu kalkulieren. Jede Rekalkulation ist der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Das reduzierte Entgelt ist durch den Fernleitungsnetzbetreiber bayernets GmbH stets transparent auszuweisen.

b) Bezüglich der Ein- und Ausspeisepunkte am Speicher Haidach der Speicherbetreiber astora GmbH & Co. KG sowie GSA LLC bei der bayernets GmbH (Netzpunkte 700069-8021-1 und 700069-8021-2) wird ein Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 aufgrund eines ansonsten drohenden Direktleitungsbaus durchgeführt. Diese Regelung kommt für den Fall der Einspeicherung nur zur Anwendung, wenn hierfür der Einspeisepunkt Überackern 2 (Netzpunkt 700069-8001-1) genutzt wird. Diese Regelung kommt für den Fall der Ausspeicherung nur zur Anwendung, wenn hierfür der Ausspeisepunkt Überackern 2 (Netzpunkt 700069-8001-2) genutzt wird.

- (1) Bei Anwendung des reduzierten Entgelts ist ein fester oder unterbrechbarer Zugang zum virtuellen Handelspunkt auszuschließen. Werden an diesen Punkten Kapazitätsprodukte mit Zugang zum virtuellen Handelspunkt angeboten, gelten abweichend vom Benchmarking die allgemeinen Entgeltregelungen, wenn innerhalb der Laufzeit der Kapazität der Zugang zum virtuellen Handelspunkt in Anspruch genommen werden sollte.
- (2) Beim Ansatz einer kalkulatorischen Nutzungsdauer der drohenden Direktleitung von vier Jahren beträgt die indikative Höhe des Entgelts 0,12 € pro kWh/h/a für die Buchung einer entsprechenden Einspeisekapazität und 0,12 € pro kWh/h/a für die Buchung einer entsprechenden Ausspeisekapazität. Weitere Speicherrabatte sind auf diese Entgelte nicht anzuwenden.
- (3) Wird der Bundesnetzagentur gegenüber nachgewiesen, dass eine höhere kalkulatorische Nutzungsdauer sachgerecht ist, können entsprechend weiter reduzierte Entgelte ausgewiesen werden. In diesem Fall ist durch die Speicherbetreiber als Petenten eine vertragliche Verpflichtung gegenüber der bayernets GmbH zur Zahlung des Differenzbetrages zwischen den tatsächlichen Erlösen aus den Buchungen zu dem reduzierten Entgelt sowie den bei der Berechnung des reduzierten Entgelts angesetzten jährlichen Gesamtkosten des Direktleitungsbaus einzugehen. Die vertragliche Verpflichtung muss eine Laufzeit entsprechend der angesetzten kalkulatorischen Nutzungsdauer haben. Die vertragliche Verpflichtung ist der Bundesnetzagentur vorzulegen.
- (4) Das reduzierte Entgelt ist an die Petenten und die entsprechenden Ein- und Ausspeisepunkte gebunden und gilt unabhängig vom Transportkunden. Das reduzierte Entgelt ist durch die bayernets GmbH zum Beginn einer Regulierungsperiode unter Anwendung aktualisierter Zinssätze neu zu kalkulieren. Jede Rekalkulation ist der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Das reduzierte Entgelt ist durch den Fernleitungsnetzbetreiber bayernets GmbH stets transparent auszuweisen.
- (5) Aus dem österreichischen Marktgebiet herantransportierte Gasmengen, die unter Nutzung von nach Tenorziffer 3 b) reduzierten Tarifen eingespeichert werden, dürfen nicht durch Nutzung von gemäß

Tenorziffer 2 rabattierten Einspeisekapazitäten in das deutsche Marktgebiet verbracht werden. Die entsprechenden Gasmengen dürfen nur unter Anwendung des nach Tenorziffer 3 b) reduzierten Tarifs zurück in das österreichische Marktgebiet oder gemäß Tenorziffer 3 a) zum Netzanschlusspunkt des Letztverbrauchers Wacker Chemie AG verbracht oder mit einer voll bepreisten Einspeisekapazität in das deutsche Marktgebiet eingespeist werden. Aus dem deutschen Marktgebiet herantransportierte Gasmengen, die unter Nutzung von gemäß Tenorziffer 2 rabattierten Ausspeisekapazitäten eingespeichert werden, dürfen nicht durch Nutzung von nach Tenorziffer 3 b) reduzierten Tarifen in das österreichische Marktgebiet verbracht werden. Die entsprechenden Gasmengen dürfen nur zurück in das deutsche Marktgebiet verbracht werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber, an deren Netze der Speicher Haidach angeschlossen ist, haben sich die entsprechenden Nachweise hierzu durch die Petenten am Speicher Haidach geben zu lassen und sich - soweit für die Anwendung dieses Absatzes erforderlich - untereinander auszutauschen.

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. Die Kosten, welche die Netzbetreiber gemäß § 19a Abs. 1 S. 1 EnWG für die notwendigen technischen Anpassungen der Netzanschlüsse, Kundenanlagen und Verbrauchsgeräte zur Umstellung der im Netz einzuhaltenden Gasqualität von L-Gas auf H-Gas zu tragen haben (Umstellungskosten), werden bundesweit auf alle Gasversorgungsnetze umgelegt. Die Marktraumumstellungsumlage wird als Systemdienstleistung im Sinne des Art. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 eingestuft.
  - a) Die Fernleitungsnetzbetreiber ermitteln jährlich gemeinsam die Gesamtsumme der an ihre nachgelagerten Verteilnetzbetreiber zu erstattenden und bei ihnen selbst voraussichtlich anfallenden Umstellungskosten. Ferner ermitteln sie gemeinsam die prognostizierte Gesamtmenge der für das betreffende Jahr gebuchten bzw. bestellten Ausspeisekapazitäten an allen Ausspeisepunkten mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten. Die ermittelten Gesamtkosten werden gleichmäßig auf die prognostizierten gebuchten bzw. bestellten Ausspeisekapazitäten an Ausspeisepunkten mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten verteilt und auf die entsprechenden Kapazitätsentgelte aufgeschlagen. Die Fernleitungsnetzbetreiber richten einen

Ausgleichsmechanismus ein, der sicherstellt, dass die Marktraumumstellungsumlage für die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber ergebnisneutral wirkt.

- b) Die Kosten der Umstellung werden von allen Netzkunden, die Ausspeisepunkte mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten nutzen, gleichermaßen getragen.
  - c) Ergeben sich Abweichungen zwischen den bei der Berechnung zu Grunde gelegten und den tatsächlich vermarkteten Kapazitäten, werden die hieraus resultierenden Differenzen bei den erzielten Erlösen über einen Plan-Ist-Ausgleich im Rahmen des Marktraumumstellungsumlagesystems ausgeglichen. Differenzen, die aus Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlich entstandenen Umstellungskosten entstehen, sind ebenfalls über einen Plan-Ist-Ausgleich im Rahmen des Marktraumumstellungsumlagesystems auszugleichen. Beide Differenzen werden jeweils im Kalenderjahr nach ihrer Entstehung ermittelt und im darauffolgenden Kalenderjahr vollständig ausgeglichen. Dabei werden sie in Höhe des im auszugleichenden Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags verzinst. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.
6. Die Kosten für den effizienten Netzanschluss sowie für die Wartung und den Betrieb gemäß § 33 Abs. 2 GasNZV, die Maßnahmen gemäß § 33 Abs. 10 GasNZV 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, für Maßnahmen gemäß § 36 Abs. 3 und 4 GasNZV sowie für die vom Netzbetreiber gemäß § 20a GasNEV an den Transportkunden von Biogas zu zahlenden Entgelte für vermiedene Netzkosten (Biogaskosten) werden bundesweit umgelegt. Die Biogasumlage wird als Systemdienstleistung im Sinne des Art. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 eingestuft.
- a) Die Fernleitungsnetzbetreiber ermitteln jährlich gemeinsam die Gesamtsumme der an ihre nachgelagerten Verteilnetzbetreiber zu erstattenden und bei ihnen selbst voraussichtlich anfallenden Biogaskosten. Ferner ermitteln sie gemeinsam die prognostizierte Gesamtmenge der für das betreffende Jahr gebuchten bzw. bestellten Ausspeisekapazitäten an allen Ausspeisepunkten mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten. Die ermittelten Gesamtkosten werden

gleichmäßig auf die prognostizierte gebuchten bzw. bestellten Ausspeiskapazitäten mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten verteilt und auf die entsprechenden Kapazitätsentgelte aufgeschlagen. Die Fernleitungsnetzbetreiber richten einen Ausgleichsmechanismus ein, der sicherstellt, dass die Biogasumlage für die einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber ergebnisneutral wirkt.

- b) Die Biogaskosten werden von allen Netzkunden, die Ausspeisepunkte mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten nutzen, gleichermaßen getragen.
- c) Ergeben sich Abweichungen zwischen den bei der Berechnung zu Grunde gelegten und den tatsächlich vermarkteten Kapazitäten, werden die hieraus resultierenden Differenzen bei den erzielten Erlösen über einen Plan-Ist-Ausgleich im Rahmen des Biogasumlagesystems ausgeglichen. Differenzen, die aus Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlich entstandenen Biogaskosten entstehen, sind ebenfalls über einen Plan-Ist-Ausgleich im Rahmen des Biogasumlagesystems auszugleichen. Beide Differenzen werden jeweils im Kalenderjahr nach ihrer Entstehung ermittelt und im darauffolgenden Kalenderjahr vollständig ausgeglichen. Dabei werden sie in Höhe des im auszugleichenden Kalenderjahr durchschnittlich gebundenen Betrags verzinst. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand. Die Verzinsung richtet sich nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

7.

- 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 diese Abweichungen – soweit sie



ab dem Jahr 2020 entstanden sind – über ein gesondertes Regulierungskonto ausgeglichen. Abweichungen, die vor dem Jahr 2020 entstanden sind, werden über das reguläre 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 und Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen wird als Fernleitungsdienstleistung eingestuft.
8. Es werden Entgelte für das Nominierungsersatzverfahren nach § 15 Abs. 3 GasNZV erhoben, soweit es in Anspruch genommen wird. Das Nominierungsersatzverfahren wird als Systemdienstleistung eingestuft.
9. Die Anordnungen gemäß Ziffern 1 bis 8 gelten mit Wirkung ab dem 01.10.2021.
- 10.
- a) Sollte vor der Wiederholung dieses Verfahrens gemäß Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 ein neuer, in dieser Festlegung nicht berücksichtigter Sachverhalt insbesondere in Form von neuen Systemdienstleistungen bei einem Fernleitungsnetzbetreiber auftreten, der eine Neubewertung der in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 genannten Punkte erforderlich machen könnte, ist dieser Sachverhalt unverzüglich der Bundesnetzagentur anzuzeigen.
  - b) Zur Bewertung des Mengenrisikos nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 haben die Fernleitungsnetzbetreiber nach Abschluss eines Kalenderjahres, beginnend mit dem Kalenderjahr 2020, bis zum 31.01. des folgenden Kalenderjahres einen gemeinsamen Bericht zu veröffentlichen. Der Bericht muss mindestens aufgeschlüsselt nach den Punkttypen gemäß Anlage 2 (bis zum Zeitpunkt 30.09.2021 noch ergänzt um Marktgebietsübergangspunkte zwischen NCG und GASPOOL) Angaben zur technischen Kapazität, der prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten, unangepassten Kapazität, der prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten angepassten Kapazität sowie der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen im abgelaufenen Kalenderjahr enthalten. Für den Zeitraum bis zum 30.09.2021 ist der Bericht nach den Marktgebieten NCG und GASPOOL zu gliedern. Die Angaben zu Kopplungspunkten sind nach den angrenzenden Ein- und Ausspeisesystemen bzw. Ländern zu gliedern. Dabei ist jeweils auf die Entwicklung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum einzugehen und darzulegen, inwiefern die Entwicklung auf wesentlichen Änderungen der

technischen Kapazität, dem Buchungsverhalten von Netznutzern oder sonstigen Gründen beruht. Die etwaige Substitution des Gastransports über andere Ein- und Ausspeisesysteme ist aufzuzeigen. Darüber hinaus soll der Bericht die entgangenen Erlöse aufgrund der Entgeltbefreiung für Biogas und Power-to-Gas aufzeigen.

11. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	11
Gründe.....	19
A. ....	19
I.    Einleitung des Verfahrens und Konsultation .....	19
II.   Zusammenfassung der Stellungnahmen .....	21
1.   Festlegung einer Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 1 des Tenors) .....	21
a)   Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke .....	21
(1)  Transparenz .....	21
(2)  Kostenorientierung und Komplexität .....	22
(3)  Diskriminierungsfreiheit und Quersubventionierung .....	23
(4)  Mengenrisiko .....	23
(5)  Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels .....	23
b)   Kritik an der einheitlichen Briefmarke .....	24
(1)  Anforderungen von Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 .....	24
(2)  Kostenorientierung und Komplexität .....	24
(3)  Bedeutung der freien Zuordenbarkeit und bedingter Kapazitätsprodukte.....	25
(4)  Bedeutung des Entry-Exit-Systems .....	26
(5)  Mengenrisiken und Handelsverzerrungen.....	27
(6)  Entry-Exit-Split.....	27
c)   Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke .....	28
(1)  Vereinbarkeit der funktionsspezifischen Briefmarke mit der Verordnung (EU) 2017/460 .....	28
(2)  Zuordnung zur systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung.....	28
(3)  Zuordnung von Speichern und Gaskraftwerken .....	30
(4)  Transparenz .....	30
(5)  Kostenorientierung und Komplexität .....	30
(6)  Diskriminierungsfreiheit und Quersubventionierung .....	30

(7)	Mengenrisiko .....	31
(8)	Einwendungen gegen die funktionsspezifische Briefmarke im Konsultationsentwurf .....	31
d)	Kritik an der funktionsspezifischen Briefmarke .....	32
(1)	Abgrenzung der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung.....	33
(2)	Gegenbeispiel der Nordeuropäischen Erdgasleitung .....	35
(3)	Gegenbeispiel eines nachgelagerten Verteilernetzbetreibers .....	35
(4)	Zusammenhänge zwischen der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung .....	35
(5)	Zuordnung von Speichern und Gaskraftwerken .....	36
(6)	Kostenverteilung zwischen der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung .....	36
(7)	Vergleich mit der kapazitätsgewichteten Distanz .....	37
(8)	Bedeutung des Entry-Exit-Systems .....	37
(9)	Diskriminierungsfreiheit und Quersubventionierung.....	37
(10)	Mengenrisiko .....	37
(11)	Aufwand der Zuordnung .....	38
(12)	Weitere Analysen .....	38
e)	Entry-Exit-Split .....	39
f)	Entgeltbefreiungen für u.a. Biogas .....	39
g)	Gemeinsame Anwendung der Referenzpreismethode .....	39
h)	Regionale Netze.....	40
2.	Speicherrabatte gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 2 des Tenors).....	41
3.	Bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 3 des Tenors).....	42
a)	Vorschlag bezüglich des Rabatts für DZK .....	42
b)	Kritik an dem Vorschlag der erhöhten DZK-Rabattierung.....	45
c)	Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 .....	46
(1)	Kapazitäten auf österreichischer Seite.....	47

(2)	Einbeziehung des Speichers Haidach .....	47
(3)	Projektkosten.....	48
(4)	Abwicklung der Rabatte.....	48
(5)	Sonstiges.....	49
4.	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).....	49
5.	Fernleitungsdienstleistungen und Systemdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffern 5 bis 8 des Tenors).....	49
6.	Bericht zum Mengenrisiko (Ziffer 10 des Tenors) .....	49
7.	Datenerhebung bezogen auf das Jahr 2022 (Ziffer 11 des Tenors der Anhörungsfassung).....	50
8.	Sonstiges .....	50
III.	Weiterer Verfahrensablauf sowie Stellungnahme von ACER.....	50
IV.	Sonstiges .....	52
B.	.....	53
I.	Festlegung einer Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 1 des Tenors).....	53
1.	Beschreibung der Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 .....	53
2.	Parameter für die Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer i) der Verordnung (EU) 2017/460 .....	54
a)	Beschreibung der Kapazitäten .....	54
b)	Beschreibung der Fernleitungsnetzstruktur .....	57
3.	Indikative Referenzpreise gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iii) der Verordnung (EU) 2017/460 .....	61
4.	Prüfung der Kostenzuweisung gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer iv) der Verordnung (EU) 2017/460 .....	62
5.	Bewertung der Referenzpreismethode gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer v) der Verordnung (EU) 2017/460 .....	66
a)	Art. 7 S. 2 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 .....	68

(1)	Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke.....	68
(2)	Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz.....	68
(3)	Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke.....	69
(4)	Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke.....	70
	(i) Transparenz im Hinblick auf technische Abgrenzungskriterien.....	70
	(ii) Transparenz im Hinblick auf die Abgrenzung von Kosten.....	70
(5)	Bewertung der Transparenz der Referenzpreismethoden.....	72
b)	Art. 7 S. 2 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460.....	72
(1)	Komplexität des Fernleitungsnetzes.....	73
	(i) Grundlegende, technische Merkmale des Fernleitungsnetzes.....	73
	(ii) Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten.....	74
	(iii) Kooperation zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern im Hinblick auf bisherige Marktgebietszusammenlegungen.....	76
	(iv) Gemeinsame Berechnung des Kapazitätsgerüsts als Ausdruck der Kooperation.....	79
	(v) Komplexität vor dem Hintergrund des Dispatchings.....	82
	(vi) Betrachtung der Komplexität der Netze in Effizienzvergleichen.....	83
	(vii) Komplexität vor dem Hintergrund der Marktgebietszusammenlegung zum 01.10.2021.....	84
	(viii) Bildung von virtuellen Kopplungspunkten.....	85
	(ix) Gemeinschaftsleitungen der Fernleitungsnetzbetreiber.....	86
	(x) Bewertung der Komplexität.....	87
(2)	Quantitative Analyse der Netze der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber.....	87
	(i) Verteilung der Buchungen und Erlöse auf einzelne Punkttypen.....	88
	(ii) Analyse der technisch verfügbaren Kapazität und des Auslastungsgrades....	91
	(iii) Analyse der Leitungsdurchmesser.....	94
	(iv) Analyse der Druckverhältnisse.....	97
	(v) Analyse von Distanzen.....	101
	(vi) Gesamtbewertung der quantitativen Analyse.....	103

(3)	Regionale Netze .....	106
(i)	Definition der regionalen Netze .....	106
(ii)	Betrachtung von Stückkosten.....	107
(4)	Bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte .....	108
(i)	Anteile von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten.....	108
(ii)	Betrachtung einzelner Leitungssysteme im Hinblick auf bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte .....	110
(iii)	Ausgestaltung der bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte.....	114
(iv)	Abschließende Bewertung der bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte .....	114
(5)	Vergleich der deutschen Fernleitungsnetze mit anderen europäischen Systemen .....	114
(6)	Vergleich der Entgelte der Quartale 1 bis 3 und des Quartals 4 des Jahres 2021 .....	115
(7)	Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke.....	116
(i)	Bedeutung des Entry-Exit-Systems.....	116
(ii)	Weitergehende Kostenzuordnungen .....	118
(iii)	Kostentragung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung.....	120
(iv)	Einspeiseprivileg für Biogas und Gas aus PtG-Anlagen .....	121
(v)	Bewertung der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke .....	122
(8)	Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke .....	122
(9)	Funktionsspezifische Briefmarke anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben .....	125
(i)	Grundannahmen von DNV GL .....	126
(ii)	Trennbarkeit der Kosten im Hinblick auf die systeminterne und systemübergreifende Netznutzung.....	128
(iii)	Betrachtung von Distanzen .....	129
(iv)	Betrachtung von Auslastungsgraden.....	130
(v)	Bedeutung der systeminternen Netznutzung für das übergeordnete Netz....	130

(vi)	Kapazitätsgerüst für das übergeordnete Netz .....	131
(vii)	Zuordnung von Speichern und Gaskraftwerken .....	131
(viii)	Bewertung des Vorschlags von DNV GL im Hinblick auf die Verursachungsgerechtigkeit.....	132
(10)	Weitere Referenzpreismethoden .....	132
c)	Art. 7 S. 2 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 .....	133
d)	Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 .....	135
e)	Art. 7 S. 2 lit. e der Verordnung (EU) 2017/460 .....	138
f)	Zwischenergebnis für Art. 7 S. 2 lit. a bis e der Verordnung (EU) 2017/460 .....	142
g)	Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) 715/2009.....	142
h)	Grundsatz der Energiesolidarität .....	143
i)	Verhältnismäßigkeit der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke .....	144
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 .....	146
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 .....	147
8.	Vereinfachtes Entgeltmodell gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460.....	148
9.	Ermittlung des Referenzpreises im Jahr 2021 .....	148
II.	Speicherrabatte gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 2 des Tenors).....	149
1.	Höhe des Abschlags .....	149
2.	Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind .....	152
a)	Keine Festlegung eines Umbuchungsentgelts.....	153
b)	Flexibilität der Speichernutzung.....	154
c)	Diskriminierungsfreiheit .....	156
d)	Saisonale Faktoren .....	157



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) .....	158
1.	Verbindliche Kapazitätsprodukte, die gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 mit einer Bedingung versehen sind .....	158
a)	Regelung gemäß Tenorziffer 3.....	158
b)	Keine Maßgeblichkeit von kundenindividuellen Nutzen und Verhalten .....	160
c)	Vorschlag im Rahmen der Konsultation bezüglich des Rabatts für feste, dynamisch zuordenbarer Kapazitäten (DZK).....	161
d)	Keine Differenzierung nach Produktlaufzeit.....	164
e)	Geltung an Speicheranlagen .....	165
2.	Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460.....	165
a)	Betroffene Ein- und Ausspeisepunkte und Anschlusssituation .....	166
b)	Drohen eines Direktleitungsbaus und Kostenkalkulationen .....	167
c)	Ausgestaltung des Benchmarkings .....	170
d)	Ergänzende Erwägungen.....	171
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).....	172
V.	Fernleitungsdienstleistungen und Systemdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffern 5 bis 8 des Tenors) .....	173
1.	Marktraumumstellungsumlage (Ziffer 5 des Tenors) .....	174
2.	Biogasumlage (Ziffer 6 des Tenors) .....	177
3.	Messstellenbetrieb einschließlich Messung (Ziffer 7 des Tenors).....	179
a)	Messstellenbetrieb bei Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern.....	180
b)	Messstellenbetrieb bei Ausspeisepunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern.....	182
c)	Messstellenbetrieb an Kopplungspunkten und Speicherpunkten.....	183
4.	Nominierungsersatzverfahren (Ziffer 8 des Tenors) .....	184
VI.	Zeitliche Geltung der Festlegung gemäß Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 9 des Tenors) .....	184

VII. Berichtspflicht gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV i.V.m. § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV (Ziffer 10 des Tenors) .....	185
VIII. Datenerhebung (Ziffer 11 des Tenors der Anhörungsfassung) .....	187
IX. Sonstiges .....	187
Rechtsbehelfsbelehrung.....	189

## Gründe

### A.

- 1 Die Beschlusskammer hat von Amts wegen 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 im Amtsblatt 09/2019 vom 15.05.2019 sowie zeitgleich auf der Internetseite der Bundesnetzagentur 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 Die Bundesnetzagentur hat 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 auf ihre Plausibilität hin überprüft und dabei zu Tage getretene Fehler und Implausibilitäten unter Rücksprache mit den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern ggf. korrigiert.
- 5 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.
- 6 Schon vor Beginn des Konsultationsverfahrens wurde mit E-Mail vom 05.12.2019 von den Unternehmen Gascade Gastransport GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH und Gazprom export LLC ein Gutachten der DNV GL Energy Advisory GmbH (hiernach „DNV GL“) vorgelegt, mit dem u.a. zwei alternative Referenzpreismethoden vorgeschlagen wurden. Zum einen wird eine punktdifferenzierte Briefmarke ohne explizite Kostenzuordnung nach Transportaufgaben vorgeschlagen, die bereits in den Verfahren BK9-18/610-NCG und BK9-18/611-GP unter der Bezeichnung „Netzpunkttypspezifische Briefmarke“ diskutiert wurde. Hierbei soll die Erlösobergrenze jedes Fernleitungsnetzbetreibers gewichtet nach den prognostizierten Kapazitätsbuchungen auf die Punkttypen Einspeisepunkte aus benachbarten Marktgebieten und Produktionsstätten, Ein- und Ausspeisepunkte zu Speichern, Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern und nachgelagerten Netzbetreibern sowie Ausspeisepunkten zu benachbarten Marktgebieten aufgeteilt werden. Sodann sollen die zu erzielenden Erlöse je Punkttyp

fernleitungsnetzbetreiberübergreifend aufsummiert und durch die entsprechenden Kapazitäten dividiert werden, um so für jeden Punkttyp ein separates Briefmarkenentgelt zu ermitteln. Zum anderen wird erstmals eine funktionsspezifische Briefmarke anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben in die Diskussion eingeführt. Dabei soll die Erlösobergrenze jedes Fernleitungsnetzbetreibers auf die beiden Netzfunktionen systeminterne und systemübergreifende Netznutzung aufgeteilt werden. Als mögliche Parameter für diese Aufteilung werden der Leitungsdurchmesser (wobei alle Leitungen mit einem Durchmesser >700 mm der systemübergreifenden Netznutzung zugeordnet werden sollen), die Druckstufe (wobei alle Leitungsabschnitte mit einer Druckstufe >60 bar der systemübergreifenden Netznutzung zugeordnet werden sollen) sowie die Kapazitätsprognosen an grenzüberschreitenden Punkten im Verhältnis zu anderen Netzwerkknotenpunkten vorgeschlagen. Als weitere Variante wird die Bildung funktionsspezifischer Erlösobergrenzen vorgeschlagen. Sodann sollen hieraus fernleitungsnetzbetreiberübergreifend je ein Briefmarkenentgelt für die systeminterne und für die systemübergreifende Netznutzung gebildet werden. Das Entgelt für die systemübergreifende Netznutzung soll von allen Netzkunden gleichermaßen zu entrichten sein, während das Entgelt für die systeminterne Netznutzung an den internen Ausspeisepunkten zusätzlich zum Entgelt für die systemübergreifende Netznutzung berechnet wird.

- 7 Der Beschlusssentwurf sowie das Gutachten der DNV GL Energy Advisory GmbH wurden am 16.03.2020 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zur abschließenden Konsultation im Sinne von Art. 26 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/460 bis zum 18.05.2020 in deutsch- und englischsprachigen Fassungen veröffentlicht. Rechtlich maßgeblich ist allein die deutschsprachige Fassung der Unterlagen. Gleichzeitig wurden die Konsultationsunterlagen an die Agentur im Sinne des Art. 1 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 (hiernach „ACER“) übermittelt. Die Dauer der Konsultation wurde mit 2 Monaten angesetzt.
- 8 Die nach § 67 Abs. 1 EnWG grundsätzlich erforderliche individuelle Anhörung der einzelnen Adressaten wurde analog § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG und § 28 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG durch diese Veröffentlichung ersetzt.
- 9 Die Bundesnetzagentur hat am 16.03.2020 die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt und gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zur beabsichtigten Festlegung gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde am 16.03.2020 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.
- 10 Mit Beschluss vom 14.04.2020 wurde auf ihren Antrag vom 23.03.2020 hin die Beigeladene zu 1) zum Verfahren beigelegt.
- 11 Am 05.05.2020 fand ein Workshop zu den Festlegungsverfahren BK9-19/607 (AMELIE 2021), BK9-19/610 (REGENT 2021) sowie BK9-19/612 (MARGIT 2021) per Webkonferenz statt. Der

Workshop wurde durch die Bundesnetzagentur und (in rein technischer Hinsicht) den FNB Gas e.V. organisiert.

- 12 Am 14.05.2020 hat das Bundeskartellamt erklärt, auf eine Stellungnahme zum Verfahren zu verzichten.

## **II. Zusammenfassung der Stellungnahmen**

- 13 Im Workshop vom 05.05.2020 sowie in den 35 zum 18.05.2020 eingegangenen Stellungnahmen wurde im Wesentlichen vorgetragen:

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

- 14 Zur Festlegung einer Referenzpreismethode ist eine Vielzahl von kontroversen Stellungnahmen eingegangen. Marktteilnehmer sprachen sich zum Teil für die konsultierte einheitliche Briefmarke aus oder präferierten die von einigen Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene funktionsspezifische Briefmarke. Im Einzelnen:

#### **a) Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke**

- 15 Von einigen Unternehmen und Verbänden wurde die Festlegung einer einheitlichen Briefmarke als Referenzpreismethode ausdrücklich begrüßt. Diese erfülle insbesondere vor dem Hintergrund des transaktionspfadunabhängigen Punktmodells die Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/460 in hohem Maße und sei Ausdruck der Zusammenarbeit der Fernleitungsnetzbetreiber zur Darstellung der marktgebietsweiten Ein- und Ausspeisekapazitäten zum bzw. vom virtuellen Handlungspunkt (VHP).
- 16 Unabhängig davon, bei welchem Fernleitungsnetzbetreiber eine Buchung erfolge, komme es zu einem effizienten Einsatz der gesamten Infrastruktur. Dies erfolge etwa konkret durch einen untertägig regelmäßig neu erstellten Fahrplan, einen abgestimmten Verdichtereinsatz und den Abtausch von Mengen zur Minimierung des physischen Transports. Je größer die Marktgebiete würden, desto umfangreicher werde die Kooperation. Diese Kooperation müsse sich im Entgeltmodell widerspiegeln.

#### **(1) Transparenz**

- 17 Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke sei transparent und für Netznutzer nachvollziehbar. Sie hänge, anders als die funktionsspezifische Briefmarke, nicht von weiteren Festlegungen mit entsprechendem Gestaltungsspielraum ab.

## **(2) Kostenorientierung und Komplexität**

- 18 Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke orientiere sich vor dem Hintergrund der Komplexität des Fernleitungsnetzes an den tatsächlich entstandenen Kosten. Die Bundesnetzagentur habe den hohen Grad der Komplexität sachgerecht berücksichtigt und zu Recht auf die weitere Steigerung der Komplexität durch die Marktgebietszusammenlegung abgestellt.
- 19 Das Marktgebiet Trading Hub Europe (hiernach „THE“) zeichne sich dadurch aus, dass es nicht auf bestimmte Nutzungsfälle und Gasflüsse zugeschnitten sei, sondern eine hohe Nutzungsflexibilität gewährleiste. Es ermögliche Gasimporte aus verschiedenen Quellen über eine Vielzahl von Einspeisepunkten. Die eingespeisten Mengen könnten flexibel weitergeleitet werden. Gastransite seien in verschiedene Mitgliedstaaten möglich und auch der nationale Verbrauch könne marktgebietweit aus verschiedenen Quellen gedeckt werden. Diese Flexibilität des Gasnetzsystems sei zudem eine Grundvoraussetzung für einen liquiden Handel am virtuellen Handlungspunkt. Der Anteil der bedingt verbindlichen Kapazitätsprodukte sei hierbei kein Faktor, der gegen die Komplexität spreche.
- 20 Zudem sei die Annahme, dass es keine reinen Transitleitungen gebe, korrekt. Aufgrund der Abstraktion von den Buchungen zu den konkret genutzten Infrastrukturen dürften diese folgerichtig nicht für den Transporttarif relevant sein. Entscheidend sei der Kostentreiber der Kapazität.
- 21 Die Referenzpreismethode der Briefmarke sei die typischerweise zur Anwendung kommende Referenzpreismethode. Sie sei hinreichend verursachungsgerecht auch vor dem Hintergrund, dass alle Netznutzer Zugang zu einem untrennbaren Gesamtsystem einschließlich des virtuellen Handlungspunktes (hiernach „VHP“) erhielten.
- 22 Das von allen Fernleitungsnetzbetreibern für das gemeinsame Marktgebiete mitgetragene Konzept eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems (Verfahren BK7-19/037 sowie BK9-19/606) zeige, dass eine Zuordnung der Infrastruktur und den damit verbundenen Kosten zu einzelnen Transportleistungen nicht verursachungsgerecht möglich sei. Es komme zu einer Entkopplung der vermarkteten und der technischen, allein aufgrund der physischen Infrastruktur abgebildeten Kapazität. Die Kosten für die Darstellung der Kapazitäten fielen grundsätzlich nicht dort an, wo der Bedarf an marktbasierenden Instrumenten ausgelöst werde. Eine Aussage über spezifische Kosten einer Fernleitungsdienstleistung sei daher in einem hochkomplexen, auch durch marktbasierende Instrumente abgebildeten Marktgebiet nicht möglich.

### **(3) Diskriminierungsfreiheit und Quersubventionierung**

- 23 Der bestandene Kostenzuweisungstest zeige, dass keine unzulässige Quersubventionierung vorliege. Die einheitliche Briefmarke behandle Gleiches gleich und sei diskriminierungsfrei. Alle Kapazitätsbuchungen und Netznutzer würden gleichbehandelt werden. Auch durch den kapazitätsbasierten Entry-Exit-Split würden einzelne Netznutzer weder bevorzugt noch benachteiligt.
- 24 Der Vergleich mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz ergebe eine vergleichbare Kostentragung, wobei dort die systemübergreifende Netznutzung einer etwas höheren Kostentragung unterliegen würde. Die im Workshop diskutierten Zahlungsströme würden verdeutlichen, dass in beiden Varianten die systeminterne Netznutzung doppelt so hohe Kosten trage wie die systemübergreifende Netznutzung.

### **(4) Mengenrisiko**

- 25 Aufgrund der Diskriminierungsfreiheit der einheitlichen Briefmarke würden alle etwaigen Mengenrisiken angemessen auf alle Netznutzer verteilt. Die Regelung zum Mengenrisiko sei zum Schutz gefangener Kunden, insbesondere für solche Länder geschaffen worden, die wie Tschechien oder die Slowakei einen überwiegenden Transitanteil hätten. Diese Situation sei in Deutschland nicht gegeben, wo die systeminterne Netznutzung 65 % der Erlöse und 53 % der Mengen ausmache.
- 26 Ein Wegfall von signifikanten Transitmengen sei nach der Einführung der einheitlichen Briefmarke in Deutschland weder aktuell zu beobachten noch zu erwarten. Deutschland sei aufgrund der vorhandenen Infrastrukturen weiterhin eine wichtige Drehscheibe für russisches und norwegisches Erdgas. Dort, wo es seit dem 01.01.2020 zur Kündigung von langfristigen Verträgen gekommen sei, seien diese durch kurzfristige Buchungen auf vergleichbarem Niveau substituiert worden.

### **(5) Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels**

- 27 Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke führe zu keiner Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels. Eine etwaige Entgelterhöhung an Grenzübergangspunkten als solche sei kein Anhaltspunkt hierfür. Eine Verzerrung könne nur bei nicht verursachungsgerechten Tarifen vorliegen, welche durch die einheitliche Briefmarke jedoch verhindert würden. Diese habe früher bestehende Bevorteilungen von Netznutzern beseitigt. Nunmehr stünden das Netzzugangsregime und das Netzentgeltregime im Einklang.

## **b) Kritik an der einheitlichen Briefmarke**

28 Verschiedene Marktteilnehmer haben die einheitliche Briefmarke kritisiert. Diese trage den stark unterschiedlich ausgeprägten Kosten der systeminternen Netznutzung einerseits und der systemübergreifenden Netznutzung andererseits in dem stark heterogenen, deutschen Fernleitungsnetz nicht Rechnung und sei unzulässig. Durch den Einheitstarif werde der Transitstandort Deutschland durch überhöhte Entgelte an den Grenzübergangspunkten gefährdet.

### **(1) Anforderungen von Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460**

29 Art. 7 S. 2 lit. b) und lit. c) der Verordnung (EU) 2017/460 würden eine einheitliche Briefmarke als Referenzpreismethode verbieten, wenn erhebliche Kostenunterschiede zwischen den unterschiedlichen Fernleitungsdienstleistungen für die systeminterne und die systemübergreifende Netznutzung bestünden, denen durch eine einheitliche Briefmarkenmethode nicht Rechnung getragen werden könne. Andere Vorgaben des Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 wie Transparenz und Einfachheit würden bereits rechtlich in den Hintergrund treten. Das Verbot unzulässiger Quersubventionen ebenso wie die Anforderung, dass der grenzüberschreitende Handel nicht verzerrt werden darf, würden die Vorgabe der Kostenverursachungsgerechtigkeit verstärken.

### **(2) Kostenorientierung und Komplexität**

30 Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke sei zwar transparent und könne Hindernisse beim Netzzugang reduzieren. Die Methode spiegele aber die Ist-Kosten des Gastransportes nicht hinreichend wider, da sie die Distanz, die Transportrouten, die transportierenden Netzbetreiber und ihre Kostenstrukturen außer Acht lasse. Daher sei für ihre Anwendbarkeit ein sehr hohes Maß an Homogenität des Netzes, der Kostenstrukturen und der Nutzung erforderlich. Diese Homogenität sei nur gegeben, wenn die deutliche Mehrheit der Kapazitäten entweder der lokalen Erdgasverteilung oder dem grenzüberschreitenden Gastransport zuzuordnen sei.

31 Bezugspunkt seien die Kosten von Fernleitungsdienstleistungen, die in systemübergreifende und systeminterne Netznutzung aufzuteilen seien. Dies könnte nicht unter Verweis auf die Komplexität des Marktgebietes unterbleiben. Zwischen einer direkten Kostenzuordnung aller Kosten und Gleichschaltung mittels einer einheitlichen Briefmarke bestünden Abstufungen.

32 Eine einheitliche Briefmarke sei nur zulässig, sofern keine unterschiedlichen Kostenstrukturen bestünden oder diese zu vernachlässigen seien, was beides nicht der Fall sei. Diese Kostenunterschiede seien auch anhand von Kostentreibern wie der technischen Kapazität, den Leitungsdurchmessern und den Druckstufen weiter zu untersuchen.



- 33 In den Bewertungen der Bundesnetzagentur fehle der Nachweis der notwendigen Homogenität der Netze als Voraussetzung für die Anwendbarkeit einer einheitlichen Briefmarke. Der wahre Grad der Vermaschung bleibe offen und es fehle die Darlegung, weshalb diese Vermaschung eine Homogenität belegen solle.
- 34 Eine Gesamtbetrachtung aller Kapazitätsbuchungen und Umsatzerlöse und auch die zusätzlich im Workshop vorgenommene Betrachtung der systeminternen und systemübergreifenden Buchungen bzw. Erlöse genüge nicht, um die Kostenverursachungsgerechtigkeit zu bewerten. Hierzu müssten konkrete Fernleitungsdienstleistungen anhand der unterschiedlichen Kostenstrukturen bewertet werden.
- 35 Das Gutachten von DNV GL habe vielmehr anhand technischer Parameter einen hohen Grad an Heterogenität aufgezeigt. Diese technischen Parameter korrelierten mit der funktionalen Rolle der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung bei den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern. Mit diesen heterogenen technischen und funktionalen Strukturen seien auch abweichende Kostenstrukturen verbunden.
- 36 Anders als im Konsultationsentwurf dargestellt, liege nicht ein Anteil der systemübergreifenden Netznutzung von 34,52 % (nach Kapazitäten) vor, sondern ein höherer Anteil von 47 % (nach Mengen). Diese systemübergreifende Netznutzung werde durch Leitungen mit hohen Durchmessern abgewickelt, was spezifisch geringere Kosten nach sich ziehe. Die geringe Anzahl an Grenzübergangspunkten (46 auf Einspeiseseite und 42 auf Ausspeiseseite) mit hohen durchschnittlichen Ein- und Ausspeisungen (36,45 TWh und 17,7 TWh) im Vergleich zur hohen Anzahl an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern und nachgelagerten Netzbetreibern (512 und 609) mit einer Ausspeisung von im Schnitt nur 0,83 TWh würden die systematischen Kostenunterschiede zeigen.
- 37 Die Heterogenität sei vom DNV GL Gutachten sowohl netzbetreiberspezifisch als auch marktgebietsweit anhand von Indikatoren dargelegt worden. Hierbei würde die systeminterne Netznutzung nicht nur von den Skaleneffekten höherer Leitungsdurchmesser profitieren. Die systemübergreifenden Netze würden zudem noch Verdichterleistung bereitstellen.

### **(3) Bedeutung der freien Zuordenbarkeit und bedingter Kapazitätsprodukte**

- 38 Zudem spreche der hohe Anteil von bedingten Kapazitätsprodukten aufgrund von internen technischen Restriktionen gegen die Annahme, dass ein vermaschtes, homogenes Entry-Exit-System vorliege. 61 % der Buchungen an Grenzübergangspunkten auf der Ausspeiseseite erfolgten über derartige Produkte, wobei hier aufgrund der Zuordnungsaufgabe ein Transportpfad und damit die genutzte Infrastruktur identifizierbar sei.

39 Hingegen erfolgten die Buchungen zu nachgelagerten Netzbetreibern nur zu einem sehr geringen Anteil (6 %) mittels bedingter Kapazitätsprodukte. Von der freien Zuordenbarkeit würde daher überwiegend die systeminterne Netznutzung profitieren, weshalb auch diese mit den entsprechenden Kostenanteilen zu belasten sei.

#### **(4) Bedeutung des Entry-Exit-Systems**

40 Transportpfadunabhängige Entgelte im Entry-Exit-System würden kein Briefmarkenmodell rechtfertigen. Die einheitliche Referenzpreismethode unterstelle zu Unrecht die Gleichwertigkeit sämtlicher Buchungen von festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (hiernach: „FZK“). Auch die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz unterstelle eine solche Gleichwertigkeit nicht und gehe auch nicht von einem Zugang zum VHP aus, sondern allokiere Kosten anhand der Verbindung von Entry- und Exit-Punkten.

41 Die Bundesnetzagentur verweise auf identische Bedingungen für den Zugang vom bzw. zum VHP. Für alle Netznutzer würde hier eine Gleichbepreisung erfolgen. Dabei verkenne sie, dass in einem Entry-Exit-System das Gebot einer sachgerechten Bepreisung fortgelte.

42 Außerdem sei die Nutzung des VHP nicht zwingend und erfolge nicht bei einer Buchung eines Entry- und eines Exit-Punktes im Sinne eines Punkt-zu-Punkt-Transports. Die Verordnung (EU) 2017/460 messe dem VHP auch keine Bedeutung zu, da dieser mit der Infrastruktur darstellbar sei, die auch den Entry- und Exit-Punkten zu Grunde liege.

43 Die Unterscheidung zwischen der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung erfolge sodann auch erst auf der Ausspeiseseite. So werde im Rahmen von Art. 5 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 angenommen, dass die Menge der für die Erbringung von Fernleitungsdienstleistungen für die systemübergreifende Netznutzung an allen Einspeisepunkten zugewiesenen Kapazitäten bzw. Gasflüsse der Menge der für die Erbringung von Fernleitungsdienstleistungen für die systemübergreifende Netznutzung an allen Ausspeisepunkten zugewiesenen Kapazitäten bzw. Gasflüssen entspreche.

44 Es lägen keine einheitlichen Fernleitungsdienstleistungen vor. Entry-Buchungen mache aus, dass mittels dieser Gas an den VHP gelange und die Liquidität gesteigert werde. Exit-Buchungen an Grenzübergangspunkten erlaubten es, das Gas dem Marktgebiet zu entziehen und in ein anderes Marktgebiet zu verbringen, um es wiederrum dort am VHP zu handeln. Bei Exit-Buchungen zu Letztverbrauchern und zu nachgelagerten Netzbetreibern werde schließlich die Option zur Nutzung der Infrastruktur der systeminternen Versorgung erworben.

45 Somit könnten Exit-Buchungen an Grenzübergangspunkten nicht mehr zur Liquidität des VHP beitragen und würden sich dadurch von den anderen Buchungen unterscheiden. Auch werde das Gas, anders als bei Exit-Buchungen an systeminternen Punkten, dem nationalen

Bilanzierungssystem entzogen. Zudem seien bei der Ermittlung des technischen Kapazitätsgerüsts nach § 8 Abs. 2 i.V.m. § 9 GasNZV des gemeinsamen Marktgebiets THE eine Nutzung von Ausspeise-FZK für „Transite“ und Speicher nicht berücksichtigt worden.

- 46 Entgegen den Ausführungen der Beschlusskammer gebe es daher keine Grundlage für die Annahme der Gleichwertigkeit aller Buchungen. Aufgrund der jeweils unterschiedlichen Märkte gäbe es keinen Anlass dafür, hier ein sogenanntes „Level Playing Field“ herstellen zu wollen.

### **(5) Mengenrisiken und Handelsverzerrungen**

- 47 Die beabsichtigte Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke führe zu Mengenrisiken und verzerre den grenzüberschreitenden Handel. Es sei zu Entgeltsteigerungen an den Grenzübergangspunkten und Entgeltsenkungen für die nationale Ausspeisung gekommen. Importeure und Transiteure würden vergleichsweise kosteneffiziente Transportpfade nutzen und müssten nunmehr die weniger kosteneffiziente systeminterne Netznutzung quersubventionieren. Die signifikanten Tarifsteigerungen für Gastransite führten zu einer Verzerrung auf den Gasmärkten in anderen europäischen Staaten.
- 48 Die Quersubventionierung der systeminternen Netznutzung zu Lasten der systemübergreifenden Netznutzung löse das zu verhindernde Mengenrisiko aus. Aufgrund der Entgeltsteigerungen könnten die Transitflüsse durch Deutschland auf andere Routen verlagert werden. Die Erlösverluste müssten sodann von den gefangenen Kunden der systeminternen Netznutzung getragen werden. Hierbei könnte auch eine Entgeltspirale in Gang gesetzt werden, bei der sich das Mengenrisiko immer weiter verstärken würde.
- 49 Nach Einführung der neuen Entgeltsystematik seien Kapazitäten der GASCADE Gastransport GmbH an Grenzübergangspunkten im Umfang von knapp 1/3 ihrer Erlösobergrenze gekündigt worden. Nachbuchungen seien nur in quantitativ deutlich geringerem Maße erfolgt. Kapazitäten seien von Gazprom export LLC von Polen in die Ukraine verlagert worden.
- 50 Der Location Spread zum VHP des österreichischen Central European Gas Hub (hiernach „CEGH“) sei in einen Bereich gesunken, der keinen wirtschaftlichen Handel mehr ermögliche. Dies zeige, dass die deutschen Marktgebiete vom Händlermarkt mittlerweile als Beschaffungsquelle mit deutlich abnehmender Attraktivität für Nachbarmärkte angesehen würden.

### **(6) Entry-Exit-Split**

- 51 Die mangelnde Kostenreflexivität werde durch den kapazitätsbasierten Entry-Exit-Split verstärkt, da auf eine vordefinierte, verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten auf die Ein- und Ausspeiseseite verzichtet werde.

### **c) Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke**

52 Die Unternehmen, die die funktionsspezifische Briefmarke eingebracht haben begründen den Vorschlag im Wesentlichen wie nachfolgend zusammengefasst. Darüber hinaus haben weitere Unternehmen die Methode befürwortet. Auch die französische Regulierungsbehörde hat sich für den Ansatz ausgesprochen.

#### **(1) Vereinbarkeit der funktionsspezifischen Briefmarke mit der Verordnung (EU) 2017/460**

53 Die funktionsspezifische Briefmarke korrespondiere mit den Wertungen der Verordnung (EU) 2017/460, nämlich mit der Aussagekraft der Exit-Buchung (einerseits an Grenzübergangspunkten und Speichern und andererseits an Punkten zu Letztverbrauchern und nachgelagerten Netzbetreibern) und der Doppelfunktion der Entry-Kapazitäten, die sowohl der systeminternen als auch der systemübergreifenden Netznutzung dienen.

54 Da die Entry-Kapazitäten an Grenzübergangspunkten neben dem Import von Gasmengen zum Zwecke der Weiterleitung an andere Ein- und Ausspeisesysteme auch dem Import von Gasmengen ins Marktgebiet für Zwecke der systeminternen Versorgung dienen, sei die systeminterne Netznutzung entsprechend an den Kosten der systemübergreifenden Netzteile zu beteiligen. Die Exit-Buchungen ließen sich hingegen eindeutig auf die systeminterne und systemübergreifende Netznutzung gemäß Art. 3 S. 2 Nr. 8 und 9 der Verordnung (EU) 2017/460 aufteilen.

#### **(2) Zuordnung zur systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung**

55 Die vorgeschlagene funktionsspezifische Briefmarke ermögliche es, die heterogenen Leitungsstrukturen in Deutschland sach- und verursachungsgerecht den Netznutzergruppen zuzuordnen und unzulässige Quersubventionen zwischen systemübergreifenden und systeminternen Netznutzern zu vermeiden.

56 Der Ansatz ermögliche eine betreiberübergreifende Rekonstruktion des Netzes mit systemübergreifender Funktion, das eine Doppelfunktion – Import und Transit – erfülle, im Gegensatz zu dem Netz mit systeminterner Funktion, das in erster Linie der systeminternen Versorgung diene.

57 Hinsichtlich der Allokation der Netzkosten seien verschiedene Detaillierungsgrade denkbar, angefangen von keinerlei Trennung bis hin zur spezifischen Trennung von Einzel- und Gemeinkosten mittels direkter Zuordnung bzw. Verwendung genauer Schlüssel. Hierbei existiere grundsätzlich ein Zielkonflikt zwischen Genauigkeit und administrativem Aufwand.

- 58 Neben einer Zuordnung der Netzbestandteile nach technischen Parametern (exemplarisch bei einem Fernleitungsnetzbetreiber) sei auch eine direkte Zuordnung der Kostenanteile zu knapp 80 % möglich. Dies schließe operative Kosten ein. Bei den reinen Kapitalkosten seien sogar 91 % der Kosten direkt einer Funktion zuordenbar.
- 59 In diesem Zusammenhang werden die Grundzüge der betriebswirtschaftlichen Kosten-/Leistungsrechnung angefangen von der Kostenartenrechnung über die Kostenstellenrechnung bis zur Kostenträgerrechnung illustriert.
- 60 Die Zuordnung von Netzkostenbestandteilen zur systemübergreifenden und systeminternen Funktion könne anhand verschiedener Kriterien erfolgen, wobei die Verhältnismäßigkeit zu wahren sei. Die Zuordnung zu den Netzfunktionen könne dabei nach funktionaler Bedeutung, anhand von Indikatoren oder anhand von relevanten Gemeinkostenschlüsseln erfolgen. Hinsichtlich der Zuordnung nach funktionaler Bedeutung wird davon ausgegangen, dass z.B. Leitungen, Verdichter oder Gasdruckregel- und Messanlagen ausschließlich und eindeutig einer Netzfunktion dienen und dieser zugeordnet werden können. Im Falle der Zuordnung anhand von Indikatoren wird davon ausgegangen, dass Leitungen mit einem Durchmesser  $DN > 700$  mm per se der systemübergreifenden Funktion zuzuordnen seien. Die Zuordnung der Betriebskosten würden in diesem Fall anhand der Zugehörigkeit der entsprechenden Leitungen erfolgen.
- 61 Abschließend wird eine Einschätzung abgegeben, inwieweit die Zuordnung von Netzanlagen, Kapitalkosten und Betriebskosten direkt oder unter Verwendung eines Gemeinkostenschlüssels erfolgen kann. In Bezug auf die Netzanlagen wird 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.
- 62 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.
- 63 Hinsichtlich der Betriebskosten wird die Möglichkeit der direkten Zuordnung bei den Aufwendungen für Roh-, Hilfs-, und Betriebsstoffe, den Aufwendungen für bezogene Leistungen und den sonstigen betrieblichen Steuern gesehen. Für die Positionen Personalaufwand, sonstige betriebliche Aufwendungen und kostenmindernde Erträge käme hingegen wieder eine teilweise direkte Zuordnung sowie teilweise die Zuordnung mittels Gemeinkostenschlüssel in Frage.

64 Bezogen auf die Anforderungen des anzuwendenden (Gemeinkosten-)Schlüssels wird als Anforderung ein hoher Präzisionsgrad genannt. Mögliche Schlüssel seien dabei Restwerte der zuordenbaren Anlagen, Anschaffungs-/Herstellungskosten der Gasleitungen, Indikatoren wie Netzlänge oder Vollzeitäquivalente und Expertenschätzungen oder arbiträre Aufteilungen.

65 Im konkreten Falle der GASCADE Gastransport GmbH ließe sich unter Anwendung der zuvor aufgestellten Prämissen eine direkte Zuordnung der Kapitalkosten von 91% und der Betriebskosten von 68% erzielen. Ähnliche Ergebnisse seien auch bei anderen Fernleitungsnetzbetreibern zu erwarten.

### **(3) Zuordnung von Speichern und Gaskraftwerken**

66 Einige Unternehmen haben gefordert, dass Gaskraftwerke und Speicher aufgrund ihrer Systemrelevanz gegebenenfalls auch unabhängig von der konkreten Anschlusssituation der systemübergreifenden Netznutzung zuzuordnen seien.

### **(4) Transparenz**

67 Die Methode sei hinreichend transparent, insbesondere, wenn der Maßstab der kapazitätsgewichteten Distanz betrachtet werde.

### **(5) Kostenorientierung und Komplexität**

68 Die Methode reflektiere die Kostenunterschiede zwischen großvolumigen Leitungen auf der höchsten Druckebene sowie verästelten, kleinvolumigen Leitungen zur flächigen Versorgung. So würden die Ist-Kosten besser abgebildet und es Netznutzern ermöglicht, ihr unternehmerisches Handeln an den tatsächlichen Netzkosten auszurichten, was die alloкатive Effizienz verbessern würde.

69 Zwar sei der Einwand berechtigt, dass die deutschen Transportnetze derart komplex seien, dass eine präzise Kostenallokation nicht möglich sei. Jedoch sei das Ziel, eine Referenzpreismethode einzusetzen, die lediglich so präzise wie sinnvoll möglich ist. Die funktionsspezifische Briefmarke verfolge dieses Ziel, angesichts der Komplexität eine tragfähige, verhältnismäßige, nachvollziehbare und praktisch umsetzbare Entgeltdifferenzierung zu erreichen.

### **(6) Diskriminierungsfreiheit und Quersubventionierung**

70 Die Methode stelle auch das „Level Playing Field“ an der richtigen Stelle her, nämlich auf der Entry-Seite und somit beim Zugang zum VHP, der stets gleich bepreist werde. Dies ermögliche einerseits sachgerechten Quellenwettbewerb und fördere zudem den Handel und die Liquidität am VHP. Hingegen sei auf der Exit-Seite eine gleiche Bepreisung weder geboten noch zulässig.

71 Die funktionsspezifische Briefmarke führe nicht zu einer Quersubventionierung inländischer Transportkunden durch grenzüberschreitende Transportkunden. Aufgrund der Kostenstruktur erfolge eine solche Quersubventionierung jedoch bei der einheitlichen Briefmarke zu Lasten der grenzüberschreitenden Transportkunden.

### **(7) Mengenrisiko**

72 Dem Mengenrisiko könne nicht die geringe oder fehlende Preiselastizität der Netznutzer entgegengehalten werden, da zumindest Gastransite über längere Strecken auf unterschiedlichen Routen mit unterschiedlichen Entgelten abgewickelt werden könnten.

73 Das Argument im Zusammenhang mit dem Mengenrisiko, dass es keine tatsächlichen Möglichkeiten zum Ausweichen auf Alternativrouten gebe, sei nicht zielführend. Sollte dies zutreffen, wäre zwar das Mengenrisiko minimiert. Jedoch läge dann ein Verstoß gegen das europäische Wettbewerbsrecht vor, da marktbeherrschende Unternehmen gegenüber abhängigen Kunden einen unzulässigen Preisbestandteil durchsetzen würden.

74 Aufgrund der zunehmenden Bedeutung von LNG-Transporten komme es auf solche rohrgebundenen Alternativrouten auch nicht entscheidend an.

### **(8) Einwendungen gegen die funktionsspezifische Briefmarke im Konsultationsentwurf**

75 Im Konsultationsentwurf sei angenommen worden, dass das Grundproblem, dass Transportleistungen in einem integrierten Marktgebiet auch unter Rückgriff auf die Systeme anderer Fernleitungsnetzbetreiber erbracht würden, mit der funktionsspezifischen Briefmarke nicht gelöst werde. Dies sei unzutreffend, denn für die Zwecke der Kostenallokation und Zuordnung zu dem Netz mit systemübergreifender Funktion erfolge eine Summierung der abgeleiteten Anteile der Erlösobergrenzen aller Fernleitungsnetzbetreiber. Hieraus würden sich somit die jeweiligen funktionsspezifischen Anteile der Erlösobergrenzen einschließlich der Kosten für die Kooperationsleistungen ergeben.

76 Netzteile mit systeminterner Funktion würden auch keine relevanten Leistungen für Netzteile mit systemübergreifender Funktion erbringen. Vielmehr würden die systemübergreifenden Netzteile die Leistung der Verdichtung erbringen, von denen strömungstechnisch nachgelagerte Netze profitieren würden.

77 Typischerweise sei zudem die Aufspeisung von nachgelagerten Netzen zu bepreisen und nicht die bloße Abnahme des Gases. Zwar steigere die Abnahme von Gas die Entry-Kapazitäten und auch die erheblichen Ausspeisungen an Verteilernetze über Netzkopplungspunkte für interne Bestellungen sorgten für höhere Einspeisekapazitäten an allen Punkten des Entry-Exit-Systems.

Gleichwohl seien die Kosten des Fernleitungsnetzes aufgrund der Inanspruchnahme vorgelagerter Netze nach § 11 Abs. 2 Nr. 4 ARegV weiterzugeben.

- 78 Die Kritik an der pauschalierenden Aufteilung der Netzteile sei nicht gerechtfertigt. Selbst die grobe Vorgehensweise anhand der Leitungsdurchmesser ergebe ein klar erkennbares, technisch verbundenes, betreiberübergreifendes Netz, das systemübergreifende Netznutzung ermögliche. Im Übrigen dürfe sich eine Referenzpreismethode auf tragfähige Annahmen stützen. Darüber hinaus könnten unter Umständen Einzelbewertungen getroffen werden. Schließlich seien wie dargelegt zu einem großen Anteil auch direkte Kostenzuordnungen möglich, wenn auch nicht erforderlich.
- 79 Richtig sei zwar, dass die Etablierung mit einem initialen, je nach Genauigkeit skalierbaren Aufwand verbunden sei. Eine jährliche Datenerhebung und Einordnung der Kostenbestandteile sei aber nicht erforderlich. Die Methodik sei auch nicht fehleranfälliger als die kapazitätsgewichtete Distanz. Die funktionspezifische Briefmarke sei als Briefmarkenmethode auch fehlerrobust.

#### **d) Kritik an der funktionspezifischen Briefmarke**

- 80 Der Vorschlag der funktionspezifischen Briefmarke wurde unter mehreren Gesichtspunkten von verschiedenen Marktteilnehmern kritisiert:
- 81 Die Referenzpreismethode der funktionspezifischen Briefmarke führe nicht zu einer höheren Verursachungsgerechtigkeit, sondern zu einer unzulässigen Quersubventionierung zu Lasten der systeminternen Netznutzung. Die Methode berücksichtige weder das Grundprinzip des Entry-Exit-Systems, wonach die gleiche gaswirtschaftliche Leistung mit einem gleichen Tarif zu bepreisen sei, noch das hohe Maß an Kooperation zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern, welches die Erfüllung der Transportwünsche aller Netznutzer ermögliche, noch die Entkopplung der Kapazitätsbuchung vom physischen Transport und die damit verbundene Unmöglichkeit, Transportkosten anhand bestimmter Infrastrukturen einer Funktion zuzuordnen, noch die wechselseitige Unterstützung und Abhängigkeit der systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung.
- 82 Von der gemeinsamen Anwendung der einheitlichen Briefmarke durch alle Fernleitungsnetzbetreiber eines Marktgebietes dürfe im Sinne eines Level-Playing-Fields nicht abgewichen werden. Lediglich bei einer objektiv nachvollziehbaren und möglichst umfangreichen Zuordnung spezifischer Kosten zu den verursachenden Netznutzern könne eine Abweichung begründet sein. Andernfalls würde sich eine Bevorzugung einzelner Interessengruppen zu Lasten anderer im Sinne eines „Cherry-Pickings“ einstellen. Sowohl das ursprüngliche Gutachten aus dem Verfahren REGENT 2020 zur netzpunkttypischen Briefmarke, als auch das aktuelle, darauf aufbauende Gutachten zur funktionspezifischen Briefmarke verfehlten dieses neutrale Ziel und lieferten keine transparent hergeleitete, belegbare Verbesserung hinsichtlich der



Kostenverursachungsgerechtigkeit. Vielmehr spiegelten diese Gutachten lediglich Partikularinteressen wider, die auf Basis von einseitigen, isoliert betrachteten Prämissen eine Umverteilung der Kosten zu Lasten der systeminternen Netznutzung anstrebten.

- 83 Die Verursachungsgerechtigkeit der Referenzpreismethode könne nicht zum alles dominierenden Ziel der Bestimmung der Referenzpreismethode erklärt werden. Dies würde den Beurteilungs- und Ermessensspielraum der Regulierungsbehörden negieren. Bereits vom Wortlaut sei der Verursachungsgerechtigkeit lediglich Rechnung zu tragen. Vor dem Hintergrund der Komplexität der Fernleitungsnetze erkenne der Verordnungsgeber, dass eine vollständige Kostenverursachungsgerechtigkeit illusorisch sei. Dies gelte verstärkt aufgrund des Entry-Exit-Systems und der Handelbarkeit der Mengen am VHP.
- 84 Aus dem Verfahren zum Effizienzvergleich sei bekannt, dass die Identifikation geeigneter Kostentreiber keineswegs trivial sei. Darüber hinaus müssten die Kostentreiber einzelnen Netznutzungsverhältnissen zugeordnet werden. Im Idealfall wäre eine Referenzpreismethode zwar verursachungsgerecht, jedoch für Netzkunden nicht mehr nachvollziehbar, intransparent und mit einem erheblichen administrativen Aufwand verbunden.
- 85 Dies habe auch der Verordnungsgeber erkannt. So genüge es, dass eine Referenzpreismethode „bestimmte Kostentreiber umfasst“ (Erwägungsgrund 3 der Verordnung (EU) 2017/460). Auch die in der Verordnung vorgesehene Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz arbeite lediglich mit der Distanz als Kostentreiber und genügt damit den Anforderungen der Verordnung, obwohl es weitere Kostentreiber gebe.
- 86 Der Vergleich des Gutachters mit der Entgeltregulierung in Frankreich und Italien sei unergiebig. Hierbei verbleibe es bei einer reinen Bezeichnung der Funktionstrennung, die in etwa der deutschen Aufteilung in Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber entspreche. Der Gutachter unterlasse zudem eine vergleichende Betrachtung mit typischen Transitländern.
- 87 Zentrale Behauptungen aus dem Gutachten etwa zum ineffizienten Netzausbau aufgrund falscher Preissignale, mangelhaftem Wettbewerb, eingeschränkter Liquidität oder einer Verzerrung des grenzüberschreitenden Handels seien spekulativ. Das gleiche gelte für die behauptete Möglichkeit der Umgehung des deutschen Marktgebietes.

### **(1) Abgrenzung der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung**

- 88 Die Verordnung (EU) 2017/460 sehe eine Aufteilung der systeminternen und systemübergreifenden Funktion auf der Ebene der Kosten nicht vor. Diese Aufteilung erfolge nur auf der Ebene der Netznutzung bzw. der Erlöse.
- 89 Die vom Gutachter angewandten technischen Kriterien könnten als gängige Indikatoren für die Klassifizierung der Fernleitungsnetze gelten. Der Gutachter versäume es jedoch, einen Bezug zur

Notwendigkeit einer Anpassung der Entgeltsystematik nachvollziehbar herzustellen. Sowohl die Verdichterleistung als auch der Leitungsdurchmesser seien für beide Transportaufgaben relevant. Diese würden jedoch im Rahmen der Kostenprüfung erfasst und im Modell der einheitlichen Briefmarke anhand der gebuchten Kapazität als neutraler Schlüssel zugeordnet.

90 Der Ansatz des Gutachters verkenne, dass vorliegend nicht die Effizienz aus Sicht eines einzelnen Fernleitungsnetzbetreibers zu betrachten sei, sondern die Erbringung der gesamten Versorgungsaufgabe durch alle Fernleitungsnetzbetreiber des Marktgebietes.

91 Eine Differenzierung der Entgelte basierend auf Schlüsselungen, die die ursprünglichen Strukturen der in der Vergangenheit bestehenden, netzbetreiberspezifischen Marktgebiete abbilden, verbiete sich, weil dies den zentralen Gedanken des transportpfadunabhängigen Zugangs zum Marktgebiet ad absurdum führe.

92 Das Gutachten zeige lediglich auf, dass sich bei unterschiedlichen Referenzpreismethoden unterschiedliche Kostentragungen einstellen. Es fehle jedoch ein Beleg dafür, dass die funktionspezifische Briefmarke tatsächlich eine höhere Kostenverursachungsgerechtigkeit aufweise. Ebenso könne aus dem Vorbringen der Schluss gezogen werden, dass in der Vergangenheit einzelne Fernleitungsnetzbetreiber nicht angemessen an den Kosten für den Betrieb der gesamten Marktgebiete beteiligt waren.

93 Der Unterschied der Kostenintensität zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung sei sehr viel geringer als im Gutachten dargestellt. Zunächst gebe es keine zwei separaten Infrastrukturen für verschiedene Transporte. Vielmehr trage die systeminterne Netznutzung erheblich zur Generierung von Skaleneffekten im Gesamtsystem bei. Selbst Leitungen für rein systeminterne Transporte würden das Gesamtsystem stabilisieren und entlasten. Gerade die Vermaschung Sorge dafür, dass Transitleitungen nicht in voller Länge genutzt werden müssten, sondern durch Zwischenausspeisungen entlastet werden. Ein Beispiel hierzu sei die auf der Nordeuropäischen Erdgasleitung (hiernach „NEL“) erfolgende Zwischenausspeisung in das Netz der ONTRAS Gastransport GmbH. Hiermit könnten zusätzliche Einspeisekapazitäten in das Marktgebiet ausgewiesen werden, für die andernfalls ein Verdichter hätte errichtet werden müssen.

94 Die Referenzpreismethode der funktionspezifischen Briefmarke sei nicht verursachungsgerechter als eine einheitliche Briefmarke, denn sie knüpfe lediglich an Punkttypen und nicht die spezifischen Kosten z.B. eines Ausspeisepunktes an. Bei einer tatsächlich verursachungsgerechten Methode müssten auch die systeminternen Netznutzer in räumlicher Nähe zu Einspeisepunkten geringere Entgelte entrichten. Aufgrund der sehr viel geringeren Transparenz insbesondere im Hinblick auf die mit erheblichen Unschärfen verbundene Zuordnung des Anlagevermögens und weiterer Kostenpositionen sei jedoch eine sich auch tatsächlich einstellende, höhere Verursachungsgerechtigkeit der Methode erforderlich.

95 Die technischen Annahmen des Gutachters DNV GL bezüglich der Unterscheidung der systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung seien fragwürdig. Bezogen auf die bayernets GmbH gehe die Einordnung fehlt, da ihre Kunden nicht von einer einheitlichen Briefmarke profitierten. Im Gegenteil gehöre die bayernets GmbH zu den größten Nettozahlern im System.

## **(2) Gegenbeispiel der Nordeuropäischen Erdgasleitung**

96 Nicht sachgerechte Ergebnisse seien anhand des Beispiels der NEL näher belegbar. Hiernach treffe die Einordnung des Gutachters der überwiegend systemübergreifenden Netznutzung nach den technischen Daten oder Indikatoren nicht zu. Zudem gebe es hier positive Effekte der systeminternen Netznutzung auf die systemübergreifende Netznutzung. Die tatsächlichen Daten zu Mengen bezüglich des Jahres 2019 würden zeigen, dass entgegen den Annahmen des Gutachters die Leitung überwiegend für die systeminterne Funktion genutzt werde. Der Anteil der in Greifswald eingespeisten Mengen für die regionale Weiterverteilung liege bei ca. 62 % bzw. bei 51 %, wenn die Speicher (in sachgerechter Weise) ausschließlich der systemübergreifenden Funktion zugeordnet werden würden. Damit werde die Grundannahme des Gutachtens, dass Leitungen mit großem Durchmesser auf eine eher systemübergreifende Funktion schließen lassen, widerlegt.

97 Zudem erfolge bei der NEL auf der Hälfte der Distanz die Ausspeisung in Richtung der lokalen Verbrauchsschwerpunkte. Eine im Vergleich hierzu günstigere Bepreisung der weiter entfernt liegenden Ausspeisepunkte in Richtung der Niederlande sei nicht nachvollziehbar.

## **(3) Gegenbeispiel eines nachgelagerten Verteilernetzbetreibers**

98 Das im Workshop präsentierte Beispiel eines nachgelagerten Verteilernetzbetreibers, der in unmittelbarer Nähe eines Grenzübergangspunktes an das Fernleitungsnetz angeschlossen ist, stehe exemplarisch für den verfehlten Ansatz des Gutachters, einen Aufschlag für die systeminterne Netznutzung vorzunehmen.

## **(4) Zusammenhänge zwischen der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung**

99 Der Annahme, dass die systemübergreifende Netznutzung nicht von der systeminternen Netznutzung profitiere, sei zu widersprechen. Die Fernleitungsnetze seien bewusst so dimensioniert worden, dass sich ein gegenseitiger Kostenvorteil einstelle. Zwischenausspeisungen, die die Entry-Kapazitäten erhöhen, seien bewusst gesucht und eingeplant worden. Hiervon profitiere auch die systemübergreifende Netznutzung. Hierbei müssten die Mengen aus der zusätzlichen Entry-Kapazität nicht über die gesamte Länge des

Transportsystems fließen. Die vorzeitige Ausspeisung entlaste den nachfolgenden Teil strömungsmechanisch. Bei einer reinen Transitleitung seien derart hohe Einspeisekapazitäten nicht möglich. Dieses Prinzip sei auch bei der NEL mit entsprechenden Zwischenausspeisungen umgesetzt worden. Der Ansatz des Gutachters, die angeblichen systeminternen Kosten ausschließlich auf die systeminterne Netznutzung zu allokiieren, sei daher nicht sachgerecht. Die Annahme, dass es so etwas wie „virtuelle Transittunnel“ gebe, die allein mit abgegrenzten Kosten zu bepreisen seien, entspreche nicht der realen Netznutzung und der Konzeption der Netze unter Berücksichtigung der Wechselwirkung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung.

- 100 Die Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke berücksichtige zudem nicht, dass die systeminterne Netznutzung nur einen Teil eines fiktiven, übergeordneten Netzes beanspruche. Darüber hinaus hänge dieser Anteil davon ab, welches Flussszenario sich tatsächlich einstelle. So würden die Nutzungsanteile unterschiedlich ausfallen, je nachdem ob überwiegend norwegisches oder russisches Gas eingespeist werde. Diese Volatilität rechtfertige viel mehr die Anwendung einer einheitlichen Briefmarke.

#### **(5) Zuordnung von Speichern und Gaskraftwerken**

- 101 Gasspeicher und Gaskraftwerke könnten nicht aufgrund einer pauschal behaupteten Erbringung von Systemdienstleistungen der systemübergreifenden Netznutzung zugeordnet werden. Der Zweck von Speichern könne auch die Absicherung des nationalen Verbrauchs sein. Das Beispiel zeige, dass eine pauschale Zuordnung nicht sachgerecht sei. Bei Gaskraftwerken werde offenbar teilweise versucht, Partikularinteressen ohne sachlichen Grund durchzusetzen.

#### **(6) Kostenverteilung zwischen der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung**

- 102 Gemäß der von der Beschlusskammer im Workshop vorgetragenen Kostenverteilung werde zudem deutlich, dass bei einer einheitlichen Briefmarke die systeminternen Verbraucher bereits doppelt so hohe Kosten tragen wie systemübergreifende Kunden, obwohl der Kapazitätsbedarf vergleichbar hoch sei. Diese ungleich höhere Belastung der innerdeutschen Verbraucher zeige, dass eventuell bestehenden, höheren Kosten für das Durchlaufen unterschiedlicher Druckstufen bis hin zu den Verteilnetzen auch bei der einheitlichen Briefmarke bereits mehr als ausreichend Rechnung getragen werde.
- 103 Die Sorge, dass auf die systemübergreifende Netznutzung zu hohe Entgelte entfielen, sei unbegründet, da diese lediglich 35 % (bei einer einheitlichen Briefmarke) bzw. 38 % (bei der kapazitätsgewichteten Distanz) der Gesamtkosten trage, jedoch 50 % des gesamten Gastransports ausmache.

## **(7) Vergleich mit der kapazitätsgewichteten Distanz**

- 104 Die Ergebnisse der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz indizierten, dass die Referenzpreismethode der funktionspezifischen Briefmarke zu einer nicht verursachungsgerechten Allokation von Kosten führe. Die Berücksichtigung der Distanz würde zu höheren Tarifen an Grenzübergangspunkten führen, während die funktionspezifischen Briefmarke zu einem konträren Ergebnis führe.

## **(8) Bedeutung des Entry-Exit-Systems**

- 105 Die im Gutachten geforderte Aufteilung der Kosten in Transit und Verteilung, wobei der Transport gewissermaßen „am Marktgebiet vorbei“ erfolge, würde zudem den gesetzlich verankerten Grundsätzen des transportpfadunabhängigen, diskriminierungsfreien Transports durch eine Entry-Exit-Zone widersprechen. Der Grundsatz des Entry-Exit-Regimes werde in dem aktuellen Gutachten zwar erwähnt, aber an keiner Stelle gewürdigt.

## **(9) Diskriminierungsfreiheit und Quersubventionierung**

- 106 Das vorgestellte Alternativmodell sei nicht besser als eine einheitliche Briefmarke. So erfolge im System der einheitlichen Briefmarke eine Quersubventionierung der systemübergreifenden Nutzung durch die systeminterne Nutzung. Dies folge aus der Bewertung der Kostenzuordnung nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 sowie den höheren Leerstandsquoten bei der systemübergreifenden Netznutzung. Die Differenzierung der Fernleitungsnetze nach Netzfunktionen durch technische Parameter sei willkürlich und nicht überprüfbar. Die behaupteten verzerrenden Effekte würden nicht aufgelöst, sondern willkürlich und einseitig zugunsten lediglich mancher Fernleitungsnetzbetreiber verstärkt.
- 107 Die Referenzpreismethode der funktionspezifischen Briefmarke führe zu einer unzulässigen Quersubventionierung zu Lasten der systeminternen Netznutzung. Dies sei in Fällen ersichtlich, in denen Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern und nachgelagerten Netzen in Grenznähe bzw. in der Nähe von Grenzübergangspunkten seien. Es gäbe keinen sachlichen Grund, diese Ausspeisungen mit einem höheren Tarif zu versehen, zumal die identische Infrastruktur wie für den entsprechenden Grenzübergangspunkt in Anspruch genommen werde und die gleiche gaswirtschaftliche Leistung erbracht werde. Dies sei exemplarisch an der Grenze zu Dänemark ersichtlich.

## **(10) Mengenrisiko**

- 108 Für die vom Gutachter behauptete Möglichkeit der Verlagerung von Kapazitätsrouten seien keine belastbaren Indizien vorgelegt worden. In einzelnen Fällen wegfallende Langfristbuchungen könnten zudem durch eine Vielzahl von Gründen bedingt sein. Nach den bisherigen

Entwicklungen habe sich kein Mengenrisiko durch erhöhte Tarife an Grenzübergangspunkten realisiert.

- 109 Die behaupteten alternativen Transportrouten seien nicht nachvollziehbar. Hier bestünden bereits begrenzte Kapazitäten, die eine Verlagerung unrealistisch erscheinen ließen. Zudem sei die Wirtschaftlichkeit der Routen aufgrund der zentralen Lage Deutschlands nicht gegeben. So müssten auf den alternativen Routen mehr Länder durchquert werden, was stets mit kumulativen Entgelten verbunden wäre.
- 110 Auch sei bei der Frage des Mengenrisikos zu berücksichtigen, dass sich aufgrund der laufenden Dekarbonisierung auch bei innerdeutschen Verbrauchern eine Abkehr vom Gas in Folge von überhöhten Netzentgelten einstellen könne. Auch in diesem Szenario könne sich eine Entgeltspirale in Gang setzen, bei der langfristige und konstante Einnahmequellen entfallen würden und die Entgelte auch für die systemübergreifende Netznutzung steigen würden.

#### **(11) Aufwand der Zuordnung**

- 111 Der Darstellung von DNV GL, dass eine Zuordnung von Kosten zur systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung mit überschaubarem Mehraufwand möglich wäre, sei zu widersprechen. Zunächst müssten das Verfahren und die Kriterien im Einzelnen von der Bundesnetzagentur festgelegt und sodann von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt werden. Die erfolgte Zuordnung müsste sodann von der Bundesnetzagentur kontrolliert werden. Hier habe der Effizienzvergleich gezeigt, dass aufgrund der Heterogenität der Fernleitungsnetzbetreiber derartige Zuordnungsfragen nicht ohne weiteres durch einfache Kombinationen von Parametern gelöst werden könnten. Aufgrund der erheblichen Einflüsse auf die Netzentgelte sei vielmehr ein langwieriger Streit zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern zu erwarten.

#### **(12) Weitere Analysen**

- 112 Einige Marktteilnehmer sprachen sich für weitergehende Analysen der funktionspezifischen Briefmarke aus:
- 113 Die genannten Kriterien zur Trennung der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung seien noch detaillierter zu prüfen und zu erweitern. Auch ACER empfehle, das Bestehen von regionalen Netzen zu prüfen und die Kosten zu quantifizieren, die mit der systeminternen Netznutzung verbunden seien. Die Analyse solle anhand der wichtigsten Kostentreiber wie gebuchte und/oder technische Kapazität, Entfernung, Durchmesser oder Druck erfolgen. Erst dann sei eine Einschätzung möglich, ob diese Methode verursachungsgerechter sei als die einheitliche Briefmarke.

114 Hierbei seien auch die Auswirkungen der Einspeisetarife auf die Liquidität des Marktes zu betrachten. Bei der Bewertung von Referenzpreismethoden müssten die Auswirkungen auf den Handel näher untersucht werden. Hierzu gehörten etwa zusätzliche grenzüberschreitende Transporte als Kostenträger sowie die Einflüsse auf die gehandelten Mengen im Marktgebiet THE.

#### **e) Entry-Exit-Split**

115 Von einigen Marktteilnehmern wurde bezüglich des Entry-Exit-Splits vorgetragen, dass die einheitliche Briefmarke zwar im Vergleich zu einem distanzabhängigen Modell den Marktzugang und den grenzüberschreitenden Handel erleichtere. Zur Stärkung des Wettbewerbs und zur Erhöhung der Liquidität des deutschen Gasmarktes wäre jedoch eine weitere Absenkung der Einspeisetarife wünschenswert.

#### **f) Entgeltbefreiungen für u.a. Biogas**

116 Mehrfach wurde vorgetragen, dass das in Anlehnung an § 118 EnWG formulierte Einspeiseprivileg technologieoffen formuliert werden und an transparente Kriterien geknüpft werden solle. Hierbei sei eine effektive Kohlendioxidminderung zu gewährleisten.

#### **g) Gemeinsame Anwendung der Referenzpreismethode**

117 Wie auch in vergangenen Verfahren sind Stellungnahmen zu der (in dieser Festlegung nicht geregelten) Frage, ob die Referenzpreismethode gemeinsam oder getrennt angewendet werden sollte, eingegangen:

118 Die in der Festlegung REGENT 2021 angelegte gemeinsame Anwendung der Referenzpreismethode erweise sich als besonders wenig sachgerecht und besonders fernliegend. Sie maximiere die mangelnde Kostenreflektivität. Eine separate Anwendung bedinge lediglich die Einführung eines wirksamen Ausgleichsmechanismus. Es bestünden keine unüberwindbaren Hindernisse für einen solchen Ausgleichsmechanismus. Im Ergänzungsgutachten von DNV GL seien mehrere gaswirtschaftliche Möglichkeiten für einen sachgerechten Ausgleichsmechanismus aufgezeigt worden. Nach wie vor bestünden auch kartellrechtliche Bedenken gegen die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke, da der Restwettbewerb zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern beseitigt werde. Es sei zudem keine begründete Auseinandersetzung mit der Frage der gemeinsamen oder getrennten Anwendung der Referenzpreismethode erfolgt.

119 Es sind aber auch Stellungnahmen eingegangen, die sich explizit für eine gemeinsame Anwendung der Referenzpreismethode aussprechen:

120 So komme es nur bei einer gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode zu einer sachgerechten Übereinstimmung zwischen dem Netzzugangsregime und dem Entgeltregime. Da die Fernleitungsnetzbetreiber ohnehin zur umfassenden Kooperation verpflichtet seien, müsse sich dies auch auf die Entgeltbildung auswirken.

#### **h) Regionale Netze**

121 Im Workshop vom 05.05.2020 wurde von ACER angeregt, zu untersuchen, ob sogenannte regionale Netze Teil der Fernleitungsnetzbetreiber seien. Dies seien Hochdrucknetze, mit denen ausschließlich eine Versorgung nationaler Kunden erfolge und aus denen Gas nicht mehr an Grenzkopplungspunkte fließen könne. Dies wurde von einigen Marktteilnehmern unterstützt:

122 Die Bundesnetzagentur verkenne, dass sie Netzteile in die Referenzpreismethode aufnehme, die nach den maßgeblichen europäischen Vorgaben keine Fernleitungen seien. Es sei eine Überprüfung erforderlich, ob der gesamte Netzbestand als Fernleitungsnetz einzustufen sei oder ob hierunter regionale Netze bestünden, deren Kosten abweichend allokiert werden müssten. Eine solche Herauslösung sei auch durch die Bildung von Kombinationsnetzbetreibern möglich.

123 Gegen diese Sichtweise haben andere Marktteilnehmer grundsätzlich Stellung bezogen:

124 Die von ACER geforderte Untersuchung zu regionalen Netzen sei abzulehnen. Das europäische System kenne keine Regionalnetzbetreiber, sondern nur Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber. Es fehle somit an einer rechtlichen Bestimmung zur Einordnung von regionalen Netzen. Nach dem Verständnis der EU-Kommission reiche das Betreiben einer Hochdruckleitung für die Einordnung als Fernleitungsnetzbetreiber aus. Eine Aufteilung der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in neue Fernleitungsnetze und regionale Netze sei auch aufgrund der Vermaschung und Integration der Netze nicht möglich. Diese seien höher als in Frankreich oder Italien. Skaleneffekte, die sich aufgrund von Zwischenauspeicherungen ergeben würden, dürften nicht einseitig der systemübergreifenden Netznutzung zugeschrieben werden.

125 Die beiden Funktionen der Fernleitungsnetze, die systeminterne und systemexterne Versorgung, seien aufgrund der Komplexität und Vermaschung untrennbar miteinander verbunden. Die Differenzierung könne auch nicht auf die Frage des internationalen Transports verkürzt werden. Bei einer Unterteilung des in Zukunft deutschlandweiten Marktgebietes in mehrere, im europäischen Vergleich immer noch große Marktgebiete, würde sich die Frage der regionalen Netznutzung gar nicht erst stellen.

126 Die Abgrenzung von Fernleitungsnetzen und Verteilnetzen habe nach einer funktionalen Gesamtbetrachtung zu erfolgen. Für die Einordnung als Fernleitungsnetz genüge es, wenn ein Netz hauptsächlich im Hochdruck betrieben werde und nicht in erster Linie der lokalen Verteilung diene. Dies zeigten die entsprechenden Definitionen in Art. 2 Abs. 1 Nr. 1 der Verordnung (EG)



715/2009 sowie Art. 2 Nr. 3 und 5 der Richtlinie 2009/73/EG. Es gebe hierbei keine auf Leitungsdurchmesser, Leitungsdrücken oder Transportentfernung basierende Abgrenzung zwischen der Verteiler- und Fernleitungsebene. Dies sei sachgerecht, denn die Funktion eines Netzes und die Bedeutung für den Binnenmarkt (und nicht allein technische Kriterien) seien maßgeblich für die Frage, ob die strengeren und weitgehenderen unionsrechtlichen Vorgaben zu Fernleitungsnetzen Anwendung finden sollten.

- 127 Lediglich ausnahmsweise könnte eine Hochdruckleitung zum Verteilernetz zählen, wenn diese „in erster Linie im Zusammenhang mit der lokalen Erdgasverteilung, zum Zweck der Belieferung von Kunden“ (Art. 2 Abs. 1 Nr. 1 der Verordnung (EG) 715/2009) genutzt werde. Eine solche Hochdruckleitung müsste in atypischer Weise weitgehend der lokalen Verteilung dienen. Hiervon abzugrenzen sei die regionale Verteilung, die eine Stufe über der lokalen Verteilung liege. Demnach bleibe eine Hochdruckleitung also Teil des Fernleitungsnetzes, selbst wenn sie in Teilen der lokalen Verteilung diene. Dies impliziere der Wortlaut „in erster Linie“. Erst bei einer Dominanz der lokalen Verteilungsaufgabe entfalle die Bedeutung für den Binnenmarkt und damit die Einordnung als Fernleitungsnetz mit der damit verbundenen strengen Regulierung.
- 128 Hochdrucknetze, die der regionalen Verteilung dienten, seien zwar ein Grenzfall. Diese Netze habe der deutsche Gesetzgeber aber den Verteilernetzen zugeordnet, indem er das Vorliegen eines Fernleitungsnetzes vom Vorhandensein von Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkten abhängig gemacht hat (§ 3 Nr. 5 EnWG). Diese buchbaren Punkte würden eine auch überregionale Funktion indizieren. Diese Indikation entfalle wiederum nur, wenn durch diese Grenzübergangspunkte andere, ausschließlich nachgelagerte Netze aufgespeist werden (§ 3 Nr. 37 EnWG).

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

- 129 Von einigen Marktteilnehmern wurde der konsultierte Speicherrabatt begrüßt. Der fortgeführte Speicherrabatt von 75 % sei ein guter Kompromiss zwischen den widerstreitenden Zielsetzungen der weitgehenden Vermeidung einer Doppelbelastung mit Netzentgelten einerseits und einer angemessenen Beteiligung der Speichernutzer an den Netzkosten andererseits.
- 130 Andere Marktteilnehmer sprachen sich für einen höheren Rabatt aus. Auch bei einem Speicherrabatt von 75 % komme es zu einer Verzerrung im Vergleich zu alternativen Flexibilitätsprodukten wie dem Import über LNG-Terminals. Der Speicherrabatt sei auf 100 % zu erhöhen. Ein Marktteilnehmer forderte, dass sofern Speicher im Rahmen der funktionsspezifischen Briefmarke nicht der systemübergreifenden Netznutzung zugeordnet werden sollten, diese mit einem Speicherrabatt von 100 % zu versehen seien, um den Beitrag zur Versorgungssicherheit und Flexibilität abzubilden.

- 131 Wiederum andere Marktteilnehmer äußerten sich kritisch zum konsultierten Speicherrabatt. Bei der Festlegung des Speicherrabatts sei zu berücksichtigen, dass beim Netzanschluss von Speichern signifikante Investitionskosten anfielen. Ferner sei in temperaturabhängigen Kapazitäten an Speichern ebenso ein Rabatt vorgesehen. Der Netzausbau an Speichern sei nicht durch langfristige Kapazitätsbuchungen gedeckt. Auch die Ansprüche auf Kapazitätsausbau an Speichern nach §§ 38, 39 GasNZV würden weitere Kosten verursachen. Ein weitergehender Rabatt von mehr als 75 % sei deshalb nicht verursachungsgerecht. Hierbei sei auch die Quersubventionierung zu Lasten anderer Netznutzer zu berücksichtigen.
- 132 Bezüglich Speichern, die an mehr als ein Marktgebiet angeschlossen sind, wurde vorgetragen, dass die Ausnahmen der Rabattierung nur zur Anwendung kommen solle, wenn es tatsächlich nicht zu einer Nutzung des Speichers zum Grenzübertritt komme. Relevant hierfür sei nicht der Buchungszeitraum, sondern die Frage, ob am Tag der tatsächlichen Nutzung der Kapazitäten ein Grenzübertritt erfolge. Ein anderer Marktteilnehmer sprach sich für die Wiedereinführung des Umbuchungsmodells aus der Festlegung BEATE aus (BK9-14/608).

### **3. Bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte gemäß Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 3 des Tenors)**

#### **a) Vorschlag bezüglich des Rabatts für DZK**

- 133 Im Rahmen der Konsultation wurde von nahezu allen Fernleitungsnetzbetreibern (auch zum Zwecke einer Befriedung der Gesamtsituation) vorgeschlagen, die einheitliche Briefmarke durch einen erhöhten DZK-Rabatt zu ergänzen. Mittels DZK-Kapazitäten sei einerseits der Transport zwischen vordefinierten Ein- und Ausspeisepunkten auf fester Basis und andererseits der unterbrechbare Zugang zu anderen Punkten, einschließlich des VHP, abbildbar.
- 134 Die bisherige Bepreisung ordne die DZK zwischen den FZK und uFZK ein. Dies basiere auf der Vorstellung, dass DZK im Vergleich zu uFZK höherwertige Kapazitätsprodukte seien. Dies blende jedoch aus, dass DZK weit überwiegend innerhalb der Zuordnungsaufgabe genutzt würden und Transportkunden in Kenntnis der netzbedingten Unmöglichkeit des Transports nicht anderweitig nominierten. Erst wenn Transportkunden die DZK außerhalb der Zuordnungsaufgaben nutzen würden, würde sich durch die dann erfolgenden Unterbrechungen der Spielraum für einen entsprechenden Rabatt ergeben.
- 135 Der bisherige Maßstab für die Rabattierung von DZK sei unzutreffend und volkswirtschaftlich ineffizient. Der geringe Rabatt setze den Anreiz, für einen Aufschlag von lediglich knapp 10 % statt der festen Zuordenbarkeit zu einigen wenigen Exit-Punkten, die feste Zuordenbarkeit zu allen Punkten des Marktgebiets zu erlangen. Damit gehe ein ineffizienter Kapazitätsausbau einher.

Daher habe es in jüngster Zeit wiederholt Anfragen zur Umwandlung bestehender DZK- in FZK-Produkte gegeben.

- 136 Eine Herleitung des Rabatts für DZK müsste in angemessener Weise vielmehr durch netzseitige oder marktseitige Betrachtungen erfolgen. Netzseitig könnte sich der Rabatt an den vermiedenen Netzausbaukosten im Vergleich zu FZK orientieren. Marktseitig müsste der Rabatt die Nachteile aus dem fehlenden festen Zugang im Beschaffungs- oder Absatzmarkt zum virtuellen Handlungspunkt angemessen reflektieren. Der Rabatt sollte am Markt konsultiert werden.
- 137 Dabei sollte der Rabatt pauschal für alle Punkte festgelegt werden, wie dies auch an Speichern der Fall sei. Punkt- oder produktspezifische DZK-Rabatte würden einem transparenten und einfachen Netzzugang entgegenstehen.
- 138 Der höhere Rabatt sollte jedoch nur für Transporte innerhalb der Zuordnungsaufgaben gewährt werden. Transporte außerhalb dieser seien ex-post mittels eines Zuschlags mit dem uFZK-Tarifen abzurechnen. Die Unterscheidung der Nutzung könnte mit einer Zuordnung zu einem Bilanzkontokonto bzw. Subbilanzkontokonto gewährleistet werden.
- 139 Eine netzseitige Herleitung des Rabatts sei anhand von marktgebietsweiten Erwägungen am zielführendsten. Am Beispiel der EUGAL könne ein Rabatt von 30 bis 40 % aufgrund der Kostenschätzung für die Umwandlung der geschaffenen DZK zu FZK aufgezeigt werden.
- 140 Marktgebietsweite Erwägungen würden diesen Ansatz stützen. Eine Betrachtung der netzplanerischen Kosten sei bei den bestehenden, vielfältigen DZK der verschiedenen Fernleitungsnetzbetreiber nicht ohne weiteres möglich. Stattdessen seien die vermiedenen Ausbauposten für die Umwandlung von DZK in FZK heranzuziehen. Anhand von Daten aus dem aktuell konsultierten Netzentwicklungsplan (NEP) 2020 seien entsprechende Kapazitäten und Kosten ermittelbar. Hier seien auf der Entry-Seite für das Jahr 2021 161 GW an buchbaren DZK ausgewiesen, wovon 117 GW gebucht seien. Auf der Exit-Seite seien 107 GW buchbar, wovon 59 GW gebucht seien. Im NEP 2013 seien die Ausbauposten für die Umwandlung von gebuchten DZK in FZK auf 59 Mio. € pro GW geschätzt worden. Obwohl diese Zahl sich nicht auf ein deutschlandweites Marktgebiet beziehe und die Ausbauposten seitdem mit Sicherheit angestiegen seien, werde an dieser festgehalten. Dies bedeute geschätzte Kosten auf der Entry-Seite von 6,9 Mrd. €. Zudem werde analog zum NEP 2013 unterstellt, dass eine Umwandlung auf der Entry-Seite die Bereitstellung entsprechender Exit-Kapazitäten impliziere, obwohl tatsächlich auch auf der Exit-Seite zusätzliche Ausbaumaßnahmen notwendig wären. Dies und die gegenläufige kostensenkende Möglichkeit der Verlagerung von Entry-FZK sollten jedoch nicht einbezogen werden. Der unterstellte Ausbaubedarf von 6,9 Mrd. € würde zu jährlichen Mehrkosten von mindestens 500 Mio. € führen.

- 141 Der Ausbau könne nicht alternativ durch marktbasierende Instrumente ersetzt werden. Diese seien zu einem anderen Zweck entwickelt worden, nämlich zur Beseitigung von Engpässen zwischen den noch bestehenden zwei Marktgebieten, und nicht für Engpässe innerhalb eines Marktgebietes. Zudem setzten diese Instrumente einen liquiden Markt voraus, welcher bei den Punkten, an denen DZK vermarktet werde, nicht gegeben sei. Die marktbasierenden Instrumente seien zudem für einen Abruf in einer begrenzten Anzahl von Stunden im Jahr ausgestaltet worden, während die DZK ganzjährig umzuwandeln wären.
- 142 In diesem Zusammenhang würden die marktbasierenden Instrumente einer Lastflusszusage entsprechen, so dass sich für den Transportkunden wiederum die gleiche Zuordnungsaufgabe wie bei der DZK einstellen würde. Die Beschaffung solcher Lastflusszusagen würde ein unkalkulierbares Kostenrisiko mit sich bringen.
- 143 Anhand indikativer Werte aus der Beschaffung von Lastflusszusagen durch die ONTRAS Gastransport GmbH seien hier jährliche Kosten von ca. 280 Mio. € ableitbar, wobei dies auf einer Preisannahme unter wettbewerblichen Bedingungen und einer begrenzten Nachfrage beruhe.
- 144 Den ermittelten Kosten der Umwandlung von DZK in FZK in Höhe von mehr als 500 Mio. € pro Jahr bei einem Netzausbau bzw. ca. 280 Mio. € im Fall von Lastflusszusagen stünden bei einem DZK-Rabatt von 40 % eine Entlastung von 230 Mio. € gegenüber. Eine höhere DZK-Rabattierung, die zu einer Erhöhung des Referenzpreises führe, würde also im Vergleich zu einem Netzausbau deutlich geringere Mehrkosten für die übrigen Netznutzer nach sich ziehen. Bei den Mehrkosten im Fall von Lastflusszusagen würde es zu einer Verteuerung von allen Produkten kommen. Diese sei vergleichbar mit der Mehrbelastung der sonstigen Produkte durch einen erhöhten DZK-Rabatt von 40 %. Jedoch seien Lastflusszusagen mit einem erheblichen Kostenrisiko verbunden, während sich eine erhöhte DZK-Rabattierung einfach in der Tarifikalkulation berücksichtigen ließe.
- 145 Eine Rabattierung von DZK über 40 % sei jedoch nicht sachgerecht, da die Umwandlungskosten von DZK in FZK auch im Rahmen von Incremental Capacity Projekten zu einem signifikanten Teil von den profitierenden Transportkunden zu tragen seien.
- 146 Einige Marktteilnehmer haben den Vorschlag mit Bezug zu nationalen Punkten ausgebaut. DZK-Produkte würden auch von Letztverbrauchern und Gaskraftwerken genutzt werden. Hier sei ein fester Zugang zum VHP aufgrund unverhältnismäßiger Ausbaukosten nicht gegeben. Bei der Ausgestaltung des Rabattsystems seien diese Produkte und die Klimaschutzziele zu beachten. Die Gasinfrastruktur sei ein wesentlicher Baustein für die Sektorkopplung und das Erreichen der Klimaziele. Die Wichtigkeit der Gaskraftwerke für diese Ziele betone auch der durch die Bundesnetzagentur bestätigte Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030. Hier seien Neubauten von Gaskraftwerken mit 15 GW vorgesehen, die mittels DZK versorgt werden sollen.

- 147 Hierbei müssten die entsprechenden Netznutzer stets den der Exit-DZK zugeordneten Einspeisepunkt buchen, um eine feste Versorgung sicherstellen zu können. Diese Mehrkosten seien auf der Ausspeiseseite im Folgejahr als weitere Rabattierung anzurechnen. Es sei sachgerecht, dass im Fall einer Zuordnung der DZK-Punkte die Summe der Exit-DZK sowie des Ausgleichs-Einspeisepunktes nicht höher sei als die Belieferung vom VHP.
- 148 Nur wenige Marktteilnehmer haben sich zur konkreten Höhe des Rabatts geäußert. Ein Marktteilnehmer führte aus, dass für DZK-Produkte ein höherer Rabatt zu gewähren sei, so dass Produkte bedarfsgerecht angeboten werden könnten. Die höhere Netzauslastung würde zu geringeren Entgelten führen. Der Rabatt dürfe aber nicht über das Doppelte des Rabatts für uFZK hinausgehen.

### **b) Kritik an dem Vorschlag der erhöhten DZK-Rabattierung**

- 149 Andere Marktteilnehmer haben sich kritisch zu dem Vorschlag geäußert. Grundsätzlich stelle das DZK-Produkt eine Kapazitätsart dar, die in einem Entry-Exit-System per Definition nicht vorkommen sollte. Für die Förderung von liquiden Märkten und Wettbewerb sollte die Vergabe von DZK insgesamt auf das geringstmögliche Maß beschränkt werden. Das Entgeltsystem dürfe keinen Anreiz für die Nicht-Nutzung des unterbrechbaren Zugangs zum VHP generieren. Die Förderung von Punkt-zu-Punkt Verbindungen würde nicht dem europäischen Zielmodell entsprechen, welches auf die Liquidität der Handlungspunkte ausgerichtet sei.
- 150 Es fehle an Nachweisen, dass an den maßgeblichen Punkten tatsächlich ein höheres Unterbrechungsrisiko gegeben sei.
- 151 Bei objektiver Betrachtung sei ein DZK-Produkt stets höherwertiger als ein uFZK-Produkt und damit auch höher zu bepreisen. Auch reine Transitkunden würden von der Möglichkeit der Handelsmöglichkeiten am VHP profitieren. Zudem müsste, um Marktverwerfungen zu begrenzen, bei einer Nutzung des VHP-Zugangs über die gesamte Laufzeit der Kapazität diese ex-post in Höhe einer uFZK abgerechnet werden. Eine DZK-Rabattierung dürfe sich nicht auf den Transport mittels FZK-Kapazitäten auswirken, denn dies würde zu einer künstlichen Verteuerung am VHP und einem Absinken der Liquidität führen.
- 152 Gegen eine stärkere Rabattierung von DZK-Produkten spreche auch die Reihenfolge der Unterbrechung. So werde der unterbrechbare Anteil eines DZK-Produkts nachrangig zu einer uFZK unterbrochen. Dies gelte auch für kurzfristig erworbene unterbrechbare Kapazitäten, die durch höhere Laufzeitfaktoren noch teurer seien.
- 153 Bereits durch die erste REGENT-Festlegung seien die Tarife der bayernets GmbH um 29 % gestiegen. Weitere Tarifsteigerungen durch erhöhte DZK-Rabatte, etwa 9 % bei einem DZK-Rabatt von 40 %, seien kritisch zu bewerten.

- 154 Die Herleitung des höheren Rabatts sei zudem fragwürdig. Eine Herleitung anhand der Kosten für den Leitungsneubau der EUGAL berücksichtige nicht, dass DZK ebenso auf Bestandsleitungen angeboten werden. Hier sei unklar, ob der Rabatt anhand eines fiktiven Neubaus oder des verbliebenen Abschreibungsbetrags zu ermitteln sei. Zudem würden auch bei neuen Leitungsvorhaben neben DZK auch ein Anteil an FZK ausgewiesen werden. Der Ansatz würde zudem anreizen, dass für neue Leitungen neue Fernleitungsnetzbetreiber ausgegründet werden.
- 155 Die Herleitung anhand vermiedener Netzausbaukosten sei nicht nachvollziehbar. Die Modellierung mit geringeren Ausbaukosten erfolge aufgrund des Ausschlusses der freien Zuordenbarkeit und nicht aus der Häufigkeit der Nutzung als reine Punkt-zu-Punkt Verbindung. Für die verringerten Netzausbaukosten müsse es unerheblich sein, ob und in welcher Form die DZK-Kapazität genutzt werden.
- 156 Die Herleitung anhand der Opportunitätskosten bei der Portfoliooptimierung sei diskriminierungsanfällig und nicht praktikabel, da diese Kosten stark vom individuellen Portfolio des Händlers abhängen.
- 157 Weitere Marktteilnehmer verwiesen auf die fehlende Möglichkeit zu einer fundierten Stellungnahme basierend auf dem bisherigen Vorbringen.

### **c) Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460**

- 158 Bezüglich der im Konsultationsdokument angelegten Änderungen zum Benchmarking am Netzknotenpunkt Burghausen sind von den betroffenen Marktteilnehmern verschiedene kritische Stellungnahmen mit teilweise unterschiedlichen Akzentuierungen eingegangen:
- 159 Das Benchmarking solle fortgeführt werden, da sich die Situation bezüglich der Kapazitäten nicht verändert habe. Es sei nicht ersichtlich, wieso trotz des identischen Sachverhalts die Regelungen zum Benchmarking im Rahmen des Beschlussentwurfs modifiziert worden seien. Bezüglich des Benchmarkings habe sich eine Bindungswirkung für die Regulierungsbehörde ergeben. Zudem sehe der REGENT-NCG-Beschluss derartige Veränderung der Vorgaben nicht vor. Angelegt sei lediglich eine Neukalkulation zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode aufgrund neuer Zinssätze. Wirtschaftlich komme der Beschlussentwurf einer angeordneten Stilllegung der hypothetischen Direktleitung gleich.
- 160 Der Entfall der Einbindung des Speichers Haidach und der Möglichkeit der Beschaffung von Differenzmengen über den VHP (bzw. deren Nichtbeeinträchtigung des reduzierten Entgelts über die gesamte Laufzeit des Kapazitätsprodukts) seien mit dieser Bindungswirkung nicht zu vereinbaren. Gleiches gelte für die Möglichkeit, eine längere Nutzungsdauer durch eine vertragliche Bindung kalkulatorisch zu berücksichtigen.

## **(1) Kapazitäten auf österreichischer Seite**

- 161 Der Nachweis der Verfügbarkeit von den an der österreichischen Seite erforderlichen Kapazitäten für eine hypothetische Direktleitung sei nicht relevant. Es könne nicht erforderlich sein, hypothetische Kapazitäten für eine hypothetische Leitung vorzuhalten. Es wäre zudem regulatorisch fragwürdig, wenn die Kapazität für eine hypothetische Leitung freigehalten werden müsste. Aufgrund der sich im Zeitverlauf ändernden Rahmenbedingungen sei der Nachweis zudem objektiv unmöglich. Ausreichend sei diesbezüglich ein Ausschluss des rabattierten Zugangs zum VHP.
- 162 Grundsätzlich könnten Änderungen an den Vorgaben zum Benchmarking nur greifen, sofern auch eine tatsächlich errichtete Direktleitung von diesen betroffen wäre.

## **(2) Einbeziehung des Speichers Haidach**

- 163 Beim Benchmarkingtarif bezüglich der Wacker Chemie AG solle die Versorgung über den Speicher Haidach möglich bleiben. Die Versorgung sei bislang zu großen Teilen über den Speicher erfolgt. Hierfür seien bilanziell abgegrenzte, aus Österreich stammende oder vom NCG-VHP unrabattiert in den Speicher eingebracht Gasmengen eingesetzt worden. Letzteres entspreche einem Grenzübertritt der Mengen nach Österreich. Durch Verträge mit den Speicherbetreibern sei die bilanzielle Trennung dieser Mengen von anderen Mengen, die rabattiert aus dem Marktgebiet NCG eingespeichert wurden, sichergestellt.
- 164 Die Nutzung des Speichers sei aus Gründen der Versorgungssicherheit notwendig. Es könne nicht sichergestellt werden, dass die erforderlichen Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Überackern 2 stets in den dort stattfindenden Auktionen beschafft werden können. Der Grenzübergangspunkt könne auch bei Wartungen nicht lückenlos zur Verfügung stehen. Bei einer regulären Versorgung aus dem Speicher müsse in diesen Fällen eine unrabattierte Buchung des Ausspeisepunktes erfolgen. Hier liege jedoch üblicherweise eine Jahresbuchung vor, die sodann vollständig unrabattiert abgerechnet werden müsse. Zudem käme es aufgrund der Mindesthandelsmengen am CEGH in Österreich von 1.000 kWh stets zu Differenzen, welche am Speicher besser berücksichtigt werden könnten.
- 165 Je nach Umfang des Speichereinsatzes machten die geringere Flexibilität und die Mehrkosten bei der Ausspeicherung zu vollen Entgelten den Einsatz des Speichers wirtschaftlich unsinnig und gefährdeten die Versorgungssicherheit des systemrelevanten Gaskraftwerkes am Standort.
- 166 Technisch wäre es zudem möglich, die Direktleitung genau wie im Fall des Speichers als Petenten an den Speicher und das österreichische Marktgebiet anzuschließen. Dies sei auch in den Kostenkalkulationen entsprechend zu berücksichtigen.

### **(3) Projektkosten**

- 167 Die Erforderlichkeit weiterer und aktualisierter Nachweise für die Wirtschaftlichkeit des Direktleitungsbaus sei abzulehnen. Die Möglichkeit des Weiterbetriebs der im Jahr 2019 unterstellten Direktleitung sei anzunehmen. Der Nachweis der Möglichkeit der Errichtung der Leitung sei bereits beim erstmaligen Benchmarking erfolgt und sei fortzuschreiben. Bei den anzusetzenden Kosten komme lediglich eine Aktualisierung des Zinssatzes bei der Kapitalkostenannuität in Betracht.
- 168 Die aktualisierten Schätzungen der Projektkosten für die Direktleitungen zeigten, dass diese Direktleitungen nach wie vor realistisch seien.
- 169 Die finale REGENT-Festlegung solle wieder die Möglichkeit beinhalten, durch verbindliche Buchungszusagen der Petenten die Nutzungsdauern zu verlängern. Hiervon habe ein Petent in der Vergangenheit bereits Gebrauch gemacht.
- 170 Die Annahme der höchsten Kosten für die hypothetische Direktleitung am Speicher Haidach sei nicht angemessen. Ein Abschreibungszeitraum von vier Jahren zur Berechnung des Tarifs nach Benchmarking sei nicht angemessen. Gasleitungen hätten höhere Abschreibungsdauern und die Transportverträge liefen über einen längeren Zeitraum.

### **(4) Abwicklung der Rabatte**

- 171 Die neue Regelung sehe vor, dass das allgemeine Entgelt für die gesamte Kapazitätsbuchung und Laufzeit zur Anwendung komme, wenn innerhalb der Laufzeit der VHP-Zugang in Anspruch genommen werde. In der vorherigen Regelung sei dies nur der Fall gewesen, sofern und soweit der Zugang zum VHP genutzt wurde. Schon kleinste Teilmengen oder geringe Laufzeiten würden für die gesamte Kapazitätsbuchung zur Anwendung des allgemeinen Entgelts führen. Dies wäre fatal, da der Verbrauch eines Letztverbrauchers nicht exakt gesteuert und prognostiziert werden könne. Abweichungen müssten über den Speicher bzw. den VHP ausgeglichen werden.
- 172 Die im Festlegungsentwurf geänderte Abwicklung der Rabatte sei zu korrigieren. Der Verzicht auf den VHP-Zugang könne nur nach Ablauf der Kapazitätslaufzeit geprüft werden. Demnach müsste zunächst das volle Entgelt über einen längeren Zeitraum fakturiert und nach Ablauf der Kapazitätslaufzeit gegebenenfalls in Höhe des Rabatts rückerstattet werden. Derartige Zahlungsströme und Verwerfungen seien im Regulierungsrahmen nicht angelegt.
- 173 Bisher sei der Nachweis der Nichtnutzung des VHP durch spezielle Bilanzkonten erfolgt. Die nun vorgesehene ex-post Reduzierung des zunächst in voller Höhe fakturierten Entgelts sei unangemessen. Werde versehentlich einmalig zum VHP nominiert, würde die gesamte Erstattung entfallen. Es bestehe durch die Nachhaltung hoher Aufwand bei den beteiligten Parteien.



- 174 Bei Letztverbrauchern könnte der Verbrauch ohnehin nicht exakt prognostiziert werden. Eine 1:1-Nominierung des Einspeisepunktes sei daher nicht möglich. Würden Differenzen über den VHP ausgeglichen werden, müssten die kompletten Kapazitäten voll bepreist werden. Für solche Fälle müsse eine Toleranz gewährt werden. Dies könne durch kleinteilige Buchungen abgemildert werden, jedoch würde dies einen hohen, vermeidbaren Aufwand bedeuten.
- 175 Als Lösung solle dem Kunden die Möglichkeit gegeben werden, vorab den Verzicht der VHP-Nutzung zu erklären. Der Kunde würde sodann freiwillig einen Bilanzkreis ohne VHP-Zugang nutzen. Zusätzlich sei eine kleine Toleranz im Zusammenhang mit Letztverbrauchern zu gewähren. Schließlich sollten die Kapazitäten in kleineren Zeiteinheiten (z.B. monatlich) final abgerechnet werden, um umfangreiche Rückstellungen beim Netzbetreiber zu verhindern.

#### **(5) Sonstiges**

- 176 Bezüglich des Speichers Haidach sei klarzustellen, dass unrabattiert aus dem Marktgebiet NCG in den Speicher eingebrachte Mengen unter Nutzung des Benchmarking-Tarifs nach Österreich verbracht werden können.

#### **4. 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)**

- 177 Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten sich zunächst geschlossen für eine Modifikation des Anpassungsfaktors für das vierte Quartal 2021 ausgesprochen. Im Laufe des Verfahrens wurde dieser Vorschlag jedoch geschlossen zurückgezogen.

#### **5. Fernleitungsdienstleistungen und Systemdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffern 5 bis 8 des Tenors)**

- 178 Soweit zu diesem Aspekt vorgetragen wurde, wurde die im Konsultationsentwurf angedachte Fortführung der Regelungen begrüßt. Zusätzlich sind Stellungnahmen zu den diesbezüglichen Gegebenheiten bei Verteilernetzbetreibern eingegangen, die von der Festlegung REGENT 2021 nicht erfasst werden.

#### **6. Bericht zum Mengenrisiko (Ziffer 10 des Tenors)**

- 179 Soweit die Berichtspflicht zum Mengenrisiko kommentiert wurde, wurde diese positiv aufgefasst. Die Berichte sollten zur Entscheidung herangezogen werden, ob ein erneutes Festlegungsverfahren einzuleiten wäre.

## **7. Datenerhebung bezogen auf das Jahr 2022 (Ziffer 11 des Tenors der Anhörungsfassung)**

180 Die Anordnung einer Datenerhebung bezogen auf das Jahr 2022 wurde kritisch aufgefasst. Eine erneute Konsultation und Festlegung einer Referenzpreismethode sowie die Berechnung und Veröffentlichung der Entgelte erfordere einen Zeitraum von mindestens sieben Monaten. Eine Konsultation von REGENT 2022 müsste daher spätestens Anfang November 2020 starten. Eine Datenlieferung zum 01.01.2021 sei hierfür zu spät. Zudem könne die Vorbereitung seitens der Fernleitungsnetzbetreiber frühestens mit dem Abschluss des Verfahrens REGENT 2021 im September 2020 starten. Innerhalb der Festlegung REGENT 2021 solle auf eine Anordnung bezüglich der Vorbereitung einer möglichen REGENT 2022 gänzlich verzichtet werden. Vielmehr solle bei Bedarf, wie bei der Festlegung INKA, eine Datenerhebung angeordnet werden. Hierbei könne auch eine neue Referenzpreismethode als Grundlage für die Datenerhebung spezifiziert werden.

## **8. Sonstiges**

181 Um eine unsachgemäße Unterschätzung der Buchungen prüfen zu können, seien die prognostizierten Buchungen für die einzelnen Ein- und Ausspeisepunkte stundenscharf zu veröffentlichen. Darüber hinaus seien die Distanzen zwischen Ein- und Ausspeisepunkten zu veröffentlichen, die bei der Berechnung der kapazitätsgewichteten Distanz herangezogen wurden.

## **III. Weiterer Verfahrensablauf sowie Stellungnahme von ACER**

182 Mit Beschluss vom 22.05.2020 wurde auf ihren Antrag vom 06.04.2020 hin die Beigeladene zu 2) zum Verfahren beigeladen. Mit Beschluss vom 28.05.2020 wurde auf ihren Antrag vom 20.05.2020 hin die Beigeladene zu 3) zum Verfahren beigeladen. Mit Beschluss vom 18.06.2020 wurde auf ihren Antrag vom 04.06.2020 hin die Beigeladene zu 4) zum Verfahren beigeladen.

183 Die Stellungnahmen wurden am 18.06.2020 in der jeweiligen um etwaige Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigten Fassung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Am 19.06.2020 wurde eine deutschsprachige und am 02.07.2020 eine englischsprachige Zusammenfassung der Stellungnahmen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

184 Dem Länderausschuss wurde gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG am 18.06.2020 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

185 Die Beschlusskammer hat im Juni bis Juli 2020 weitere Daten zu Leitungsdurchmessern und den Druckverhältnissen an allen Ein- und Ausspeisepunkten bei den Fernleitungsnetzbetreibern erhoben bzw. entsprechende Daten aus dem letzten Effizienzvergleich (Stand der Datenbasis 31.12.2015) aktualisieren und validieren lassen. Hierbei wurden von einigen

Fernleitungsnetzbetreibern auch die Buchungsprognosen für das gemeinsame Marktgebiet aufgrund neuer Erkenntnisse aktualisiert. Auf Basis vorläufiger Daten wurde ACER am 07.07.2020 eine vorläufige Analyse zur Verfügung gestellt. Zusätzlich hat die Beschlusskammer die letzten Erkenntnisse zur Höhe der prognostizierten Erlösbergrenzen für das Jahr 2021 in die Berechnungen aufgenommen.

- 186 Am 17.07.2020 hat ACER eine Stellungnahme gemäß Art. 27 Abs. 2 und 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 veröffentlicht.
- 187 Eine vollständige Bewertung der Referenzpreismethode anhand der in Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 genannten Kriterien sei ACER nicht möglich gewesen. Gemäß den Stellungnahmen in der Konsultation könnten kleinere Leitungen Teil der Fernleitungsnetze sein, bei denen es sich um nachgelagerte Netze handeln könnte (sogenannte „regionale Netze“). Sollten diese Netze hauptsächlich von systeminternen Netznutzern genutzt werden und sehr unterschiedliche Stückkosten aufweisen als der Rest der Fernleitungsnetze, könnte eine einheitliche Bepreisung sich als nicht verursachungsgerecht erweisen. Es fehle eine Untersuchung dieser Umstände und der Bewertung der gegebenenfalls unterschiedlichen Stückkosten. Solche Untersuchungen sollten ermöglichen, zu eruieren, ob die systeminterne und die systemübergreifende Netznutzung mit unterschiedlichen Stückkosten behaftet sind. Die am 07.07.2020 durch die Bundesnetzagentur an ACER übermittelte Analyse entspreche den Empfehlungen von ACER aus früheren Stellungnahmen, konnte aus jedoch aus zeitlichen Gründen von ACER nicht vollständig ausgewertet werden.
- 188 Seitens ACER wurde zwar die Vollständigkeit des Konsultationsdokuments im Sinne von Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 festgestellt. Aufgrund der erörterten Vermutung der unterschiedlichen Stückkosten könne eine Bewertung der Kriterien der Verursachungsgerechtigkeit, der Quersubventionierung und der Verzerrung des Grenzüberschreitenden Handels nach Art. 7 S. 2 lit. b, c und e Verordnung (EU) 2017/460 jedoch nicht vorgenommen werden. Die konsultierte Referenzpreismethode entspreche jedoch den Kriterien der Transparenz, Diskriminierungsfreiheit und der Verhinderung des Mengenrisikos nach Art 7 S. 2 lit. a, c und d der Verordnung (EU) 2017/460.
- 189 ACER empfiehlt eine Erörterung der regionalen Netze im Hinblick auf Stückkosten. Dies könne durch die am 07.07.2020 vorgelegte Analyse gestützt werden. Derart abgegrenzte regionale Netze sollten von nationalen Endkunden finanziert werden, etwa in dem diese Netzteile zu Verteilernetzen erklärt werden.
- 190 Parallel hierzu werde ACER unter Beteiligung der nationalen Regulierungsbehörden und der Europäischen Kommission eine Definition der regionalen Netze sowie Empfehlungen zum Umgang mit diesen Netzen erarbeiten. Eine solche einheitliche Definition würde die Harmonisierung zwischen den betroffenen Mitgliedsstaaten unterstützen.

- 191 Zusätzlich empfiehlt ACER, in der endgültigen Entscheidung weitere Informationen aufzunehmen. So sollen die in der Konsultationsfassung erwähnten Leistungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern erklärt werden. Diesbezüglich soll erläutert werden, inwiefern diese Leistungen verhindern, dass die Kosten für die systemübergreifenden und die systeminterne Netznutzung abgegrenzt werden können. Darüber hinaus soll erläutert werden, inwiefern die Marktgebietszusammenlegung zu einer weiteren Entkopplung von Fernleitungsdienstleistungen und den Kosten führt. Zudem soll klargestellt werden, für welchen Zeitraum die Festlegung gilt bzw. aufgrund welcher Umstände ein neues Verfahren eingeleitet werden könnte.
- 192 Die Einspeiseprivilegien für Biogas und Power-to-Gas werden von ACER kritisch gesehen.

#### **IV. Sonstiges**

- 193 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 parallel eingeleitete Verfahren zur Einführung eines wirksamen Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern des bundesweiten Marktgebiets (BK9-19/607, „AMELIE 2021“) betrifft lediglich den bei der gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode nach Art. 10 Abs. 3 S. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 einzuführenden Ausgleichsmechanismus.
- 194 Bereits bezüglich der Vorgängerbeschlüsse BK9-18/610-NCG und BK9-18/611-GP hat die Beschlusskammer ihr Ermessen in einem „side-letter“ dahingehend festgehalten und aktenkundig gemacht, dass kein Verfahren zur gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode eingeleitet wurde. Diese Erwägungen hat die Beschlusskammer parallel zu diesem Verfahren (BK9-19/610) aktualisiert.
- 195 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

## B.

- 196 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.
- 197 Die vorgenommenen Entscheidungen fallen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) 715/2009 i.V.m. Art. 4 Abs. 1, Art. 4 Abs. 2, Art. 4 Abs. 4, Art. 6 Abs. 4 lit. a und c, Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 sowie § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV i.V.m. § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

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

- 198 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. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 26 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460.
- 199 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**

- 200 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 und 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.

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

201 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**

202 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.

203 Um diesen Punkt umzusetzen, hat die Bundesnetzagentur die für das Kalenderjahr 2021 prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten, unangepassten Kapazitäten aller Ein- und Ausspeisepunkte abgefragt. Dabei hat sie alle Netzbetreiber einbezogen, die zum Zeitpunkt des Verfahrens als Fernleitungsnetzbetreiber zertifiziert waren oder die sich aufgrund ihrer Eigenschaft als Fernleitungsnetzbetreiber in einem laufenden Zertifizierungsverfahren befanden. Die Beschlusskammer hat sich dabei im Rahmen der Erstellung der Konsultationsfassung nicht mit der Frage beschäftigt, ob die zum 01.10.2021 geplante Zusammenlegung der bisherigen beiden Marktgebiete Auswirkungen auf den Status einzelner Fernleitungsnetzbetreiber haben wird. Dies erscheint insbesondere bei der Ferngas Netzgesellschaft mbH als möglich, deren einziger Kopplungspunkt der Marktgebietsübergangspunkt Vitzeroda ist, welcher mit der Fusion entfallen wird. Sollte dieser Umstand dazu führen, dass die Ferngas Netzgesellschaft mbH künftig nicht mehr als Fernleitungsnetzbetreiber zu betrachten wäre, wären die Auswirkungen auf die in diesem Beschluss adressierten Sachverhalte vernachlässigbar gering. Das wirtschaftliche und kapazitative Gewicht der Ferngas Netzgesellschaft mbH innerhalb des deutschen Marktgebiets ist zu gering, um die hier durchzuführenden Analysen derart zu beeinflussen, dass Auswirkungen auf die Auswahl der am besten für das Marktgebiet geeigneten Referenzpreismethode ernstlich möglich erscheinen. Auch im Zuge des Verwaltungsverfahrens haben sich keine konkreten Anhaltspunkte dafür ergeben, hierbei eine abweichende Bewertung vorzunehmen.

204 Die Beschlusskammer hat den nunmehr erfolgten Abschluss der Ausnahmeverfahren nach § 28b EnWG berücksichtigt. Hiernach wurde die Gasverbindungsleitung Nord Stream für den im deutschen Hoheitsgebiet (einschließlich des deutschen Küstenmeeres) befindlichen Leitungsabschnitt rückwirkend ab 12.12.2019 von der Anwendung der §§ 8 bis 10e sowie der §§ 20 bis 28 EnWG freigestellt. Die Freistellung ist auf 20 Jahre befristet (Tenorziffer 1 und 2 der Entscheidung BK7-19-108 vom 20.05.2020). Der Antrag auf Freistellung der Nord Stream 2 AG von der Regulierung wurde hingegen abgelehnt (Tenorziffer 1 der Entscheidung BK7-20-004 vom

15.05.2020). Jedoch hat auch diese Ablehnung aufgrund der noch fehlenden Fertigstellung der Leitung keine Auswirkungen auf die indikativen Berechnungen im Rahmen dieses Beschlusses.

- 205 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. 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).
- 206 Die Beschlusskammer erachtet hingegen die technische Kapazität (im Sinne von Art. 2 Abs. 1 Nr. 18 der Verordnung (EU) 715/2009 die verbindliche Höchstkapazität, die der Fernleitungsnetzbetreiber den Netznutzern unter Berücksichtigung der Netzintegrität und der betrieblichen Anforderungen des Fernleitungsnetzes anbieten 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 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 Punktypen herangezogen (siehe hierzu Abschnitt B.I.5.b)(2)(ii)).
- 207 Die Fernleitungsnetzbetreiber werden zudem mithilfe eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems dem Markt zusätzliche Kapazitäten über einen begrenzten Zeitraum zur Verfügung stellen, da durch die Zusammenlegung der beiden Marktgebiete die verbindliche technische Kapazität in nur reduzierter Höhe für das zusammengeführte Marktgebiet zur Verfügung steht (siehe hierzu das entsprechende Festlegungsverfahren KAP+ der Beschlusskammer 7, Az. BK7-19/037, Beschluss vom 25.03.2020 sowie die entsprechenden Ausführungen zu den Auswirkungen in Abschnitt B.I.5.b)(1)(vii)).
- 208 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 2021 abzuschätzen. Dabei war ein hypothetisches Szenario zugrunde zu legen, welches bereits ab dem 01.01.2021 ein gemeinsames deutsches Marktgebiet unterstellt (siehe dazu auch Abschnitt B.I.9.) Entsprechend dieser Vorgabe haben die Fernleitungsnetzbetreiber die gebuchten bzw. bestellten Kapazitäten der Vorjahre durch Schätzungen fortgeschrieben und dabei in sachgerechter Weise Erkenntnisse wie den bundesweiten Netzentwicklungsplan, den Wegfall von Kunden, den geplante Ausbau der Infrastruktur, die Preisentwicklung bei der gemeinsamen Anwendung der Referenzpreismethode, die Trends der Vorjahre, Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber, Entwicklung der Gasförderung in einzelnen Feldern und/oder die sich abzeichnende Verlagerung von Kapazitäten an maßgeblichen Punkten berücksichtigt.

209 Da zum Zeitpunkt der ersten Datenerhebung noch nicht feststand, welches Kapazitätsgerüst nach der Zusammenlegung der beiden bisherigen Marktgebiete zur Anwendung kommen wird, wurde den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, Prognosen für zwei verschiedene Szenarien anzustellen. Zum einen wurde ein „Minimumszenario“ zu Grunde gelegt, in dem lediglich das Kapazitätsangebot berücksichtigt wurde, welches über die bestehende Netzinfrastruktur dargestellt und abgesichert werden kann. Zum anderen wurde ein „Maximumszenario“ verwendet, welches von einer vollständigen Überführung des vor der Marktgebietszusammenlegung bestehenden Kapazitätsangebots ausgeht. Auf diese Weise sollte die gesamte Spannbreite der erwarteten Entwicklungen abgebildet und für weitere ökonomische Analysen nutzbar gemacht werden. Im Laufe des Verfahren kristallisierte sich sodann heraus, dass durch das parallel von der Beschlusskammer 7 betriebene und mittlerweile abgeschlossene Verfahren zur Ermöglichung eines Überbuchungssystems und bestimmter marktbasierter Instrumente zur Schaffung zusätzlicher Kapazitäten (Az. BK7-19/037; KAP+, Beschluss vom 25.03.2020) sowie durch das von der Beschlusskammer 9 betriebene und mittlerweile abgeschlossene Verfahren zur Einstufung der durch solche Maßnahmen verursachten Kosten als volatile Kosten (Az. BK9-19/606; KOMBI, Beschluss vom 30.03.2020) ein Kapazitätsangebot erreicht werden kann, welches dem abgefragten Maximumszenario entspricht, weshalb dieses den nachfolgenden Erwägungen zu Grunde gelegt wurde. Des Weiteren wurden Buchungsprognosen für ein weiteres hypothetisches Szenario abgefragt, welches bis zum 31.12.2021 den Fortbestand der beiden bisherigen Marktgebiete NetConnect Germany und Gaspool unterstellt, um Vergleichsdaten zu erhalten und auf diese Weise Erkenntnisse über die Entwicklung der Entgelte und der sich aus der Marktgebietszusammenlegung ergebenden Veränderungen zu gewinnen. Anhaltspunkte für eine unsachgemäße Schätzung der Kapazitäten haben sich hierbei für die Bundesnetzagentur nicht ergeben. Zudem haben einige Fernleitungsnetzbetreiber die Datenabfrage im Juni bis Juli 2020 zu Leitungsdurchmessern und Druckverhältnissen zum Anlass genommen, die Buchungsprognose zu aktualisieren.

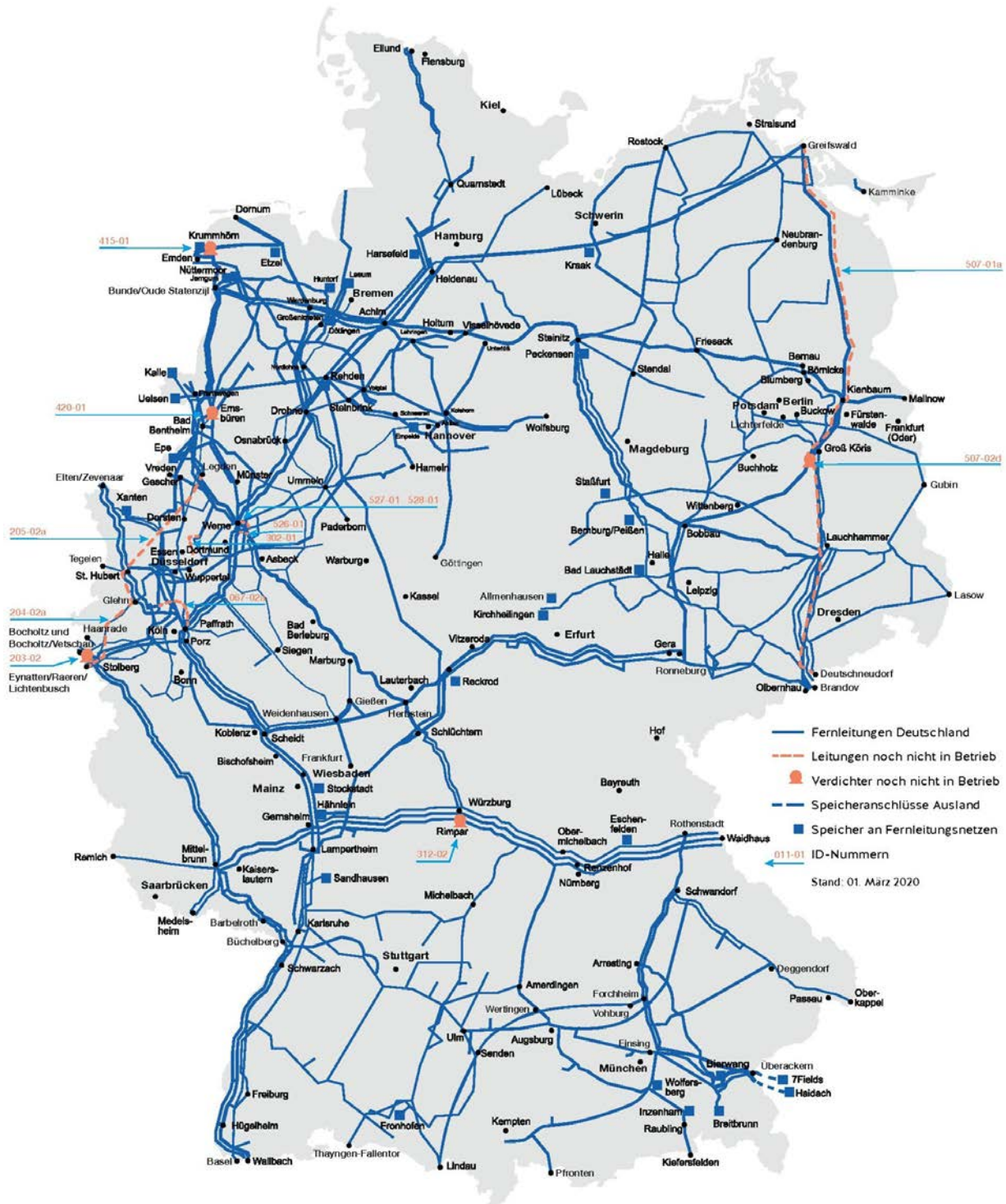


210 Soweit die Fernleitungsnetzbetreiber die Vermarktung von festen, beschränkt zuordenbaren Kapazitäten (hiernach „BZK“) (in vernachlässigbarem Maße) prognostiziert haben, wurden diese von der Beschlusskammer als DZK gewertet. Damit folgt sie den Bestimmungen des Beschlusses BK7-18/052 der Beschlusskammer 7 vom 10.10.2019 (KASPAR), nach welchem BZK-Produkte ab dem 01.10.2021 nicht mehr vermarktet werden dürfen bzw. im weiter gefassten DZK-Produkt aufgehen.

#### **b) Beschreibung der Fernleitungsnetzstruktur**

211 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 2020 – 2030 zu Eigen. Dargestellt ist überblicksmäßig das gesamte deutsche Fernleitungsnetz über beide Gasqualitäten:

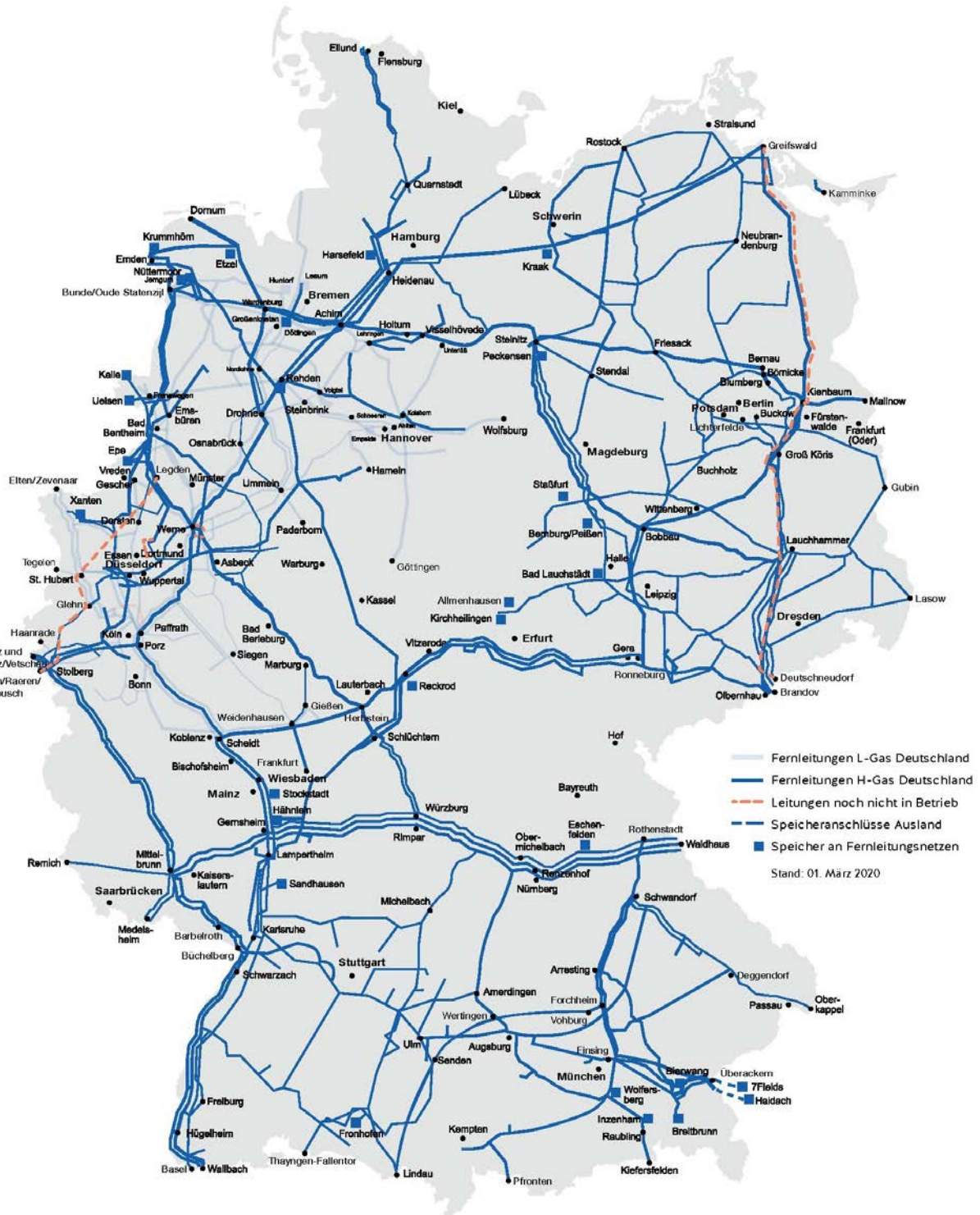
213 *Abbildung 1: Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020 - 2030 zum 01.03.2020, Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030 vom 01.07.2020, S. 72.*



214 Ergänzend ergeben sich aus den nachfolgenden Abbildungen 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.

215 *Abbildung 2: H-Gas Transportnetz, Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030 vom 01.07.2020, S. 67.*







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

- 217 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.
- 218 Bei der Berechnung des Referenzpreises hat die Beschlusskammer alle bis zur Beschlussfassung vorliegenden Erkenntnisse zu den Eingangsparametern der Berechnung berücksichtigt. Dies betrifft zum Teil aktualisierte Kapazitätsprognosen. Bezüglich der zulässigen Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen wurden die Werte der Fernleitungsnetzbetreiber angesetzt, die in die Entgeltveröffentlichung für die ersten drei Quartale des Jahres 2021 eingeflossen sind. Diese Aktualisierungen führen zunächst zu einer Absenkung des konsultierten Referenzpreises von 3,69 € pro kWh/h/a auf 3,53 € pro kWh/h/a. Ergänzend hat die Beschlusskammer die Auswirkungen der endgültigen Festlegung MARGIT 2021 für das vierte Quartal 2021 berücksichtigt (Az. BK9-19/612, Beschluss vom 11.09.2020). Bei diesen Berechnungen hat die Beschlusskammer zudem eine entsprechende Anpassung der Festlegung BEATE 2.0 (BK9-18/608, Beschluss vom 29.03.2019) im Hinblick auf H-Gas-Punkte bereits indikativ berücksichtigt, wobei diese indikativen Auswirkungen nur marginal sind (rund 0,01 € pro kWh/h/a bezüglich des Referenzpreises). Hiernach ergibt sich aufgrund des höheren Abschlags für unterbrechbare Kapazitätsprodukte an H-Gas-Punkten indikativ eine Erhöhung des Referenzpreises von 3,53 € pro kWh/h/a auf 3,67 € pro kWh/h/a (bei Annahme der zuletzt aktualisierten Eingangsparameter für die Referenzpreismethode). Wegen der genauen Modalitäten auch bezüglich der Rabattierung von bedingten, verbindlichen Kapazitätsprodukten wird auf die entsprechenden Ausführungen in der Festlegung MARGIT 2021 verwiesen. Die tatsächliche Änderung der Festlegung BEATE wird von dieser indikativen Berechnung nicht präjudiziert, sondern wird Gegenstand eines eigenen Festlegungsverfahrens sein.

219 Darüber hinaus weist die Beschlusskammer darauf hin, dass der in der Anlage 1 ausgewiesene indikative Referenzpreis eine unverbindliche Prognose für einen Zeitraum von 12 Monaten für ein deutschlandweites Marktgebiet darstellt. Der Referenzpreis, der von den Fernleitungsnetzbetreibern für das vierte Quartal 2021 konkret veröffentlicht werden wird, wird voraussichtlich unterhalb dieses Referenzpreises liegen. Hintergrund ist, dass zwar die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenorziffer 1 einerseits für die Monate Oktober bis Dezember des Jahres 2021 bei der Bildung der Referenzpreise eine hypothetische Buchungsprognose vorzunehmen haben, die für das gesamte Jahr 2021 ein gemeinsames deutsches Marktgebiet unterstellt. Hierbei wird also z.B. der Wegfall der Marktgebietsübergangspunkte zum 01.10.2021 auf das gesamte Jahr hochgerechnet. Andererseits kann im Rahmen des Anpassungsfaktors nach Tenorziffer 4 berücksichtigt werden, dass erhöhte Abschläge für uFZK und in Folge auch DZK und bFZK erst ab dem 01.10.2021 gelten werden. Für die in der Festlegung vorgenommenen Berechnungen und dargestellten Ergebnisse wurde jeweils ein Zeitraum von 12 Monaten hinterlegt, sowohl bezogen auf die hypothetische Buchungsprognose, als auch auf den ab 01.10.2021 geltenden höheren Abschlag für uFZK und in Folge auch DZK und bFZK.

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

220 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.

221 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.

222 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.

- 223 In Anlage 2 sind aufgeschlüsselt nach Typen von Ein- und Ausspeisepunkten (informativ) 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.
- 224 Folgende Arten von Einspeisepunkten werden ausgewiesen:
- NKP (GÜP) – Grenzübergangspunkt
  - NAP (Ez) – Anschluss inländischer Erzeugungsanlagen
  - NAP (Sp) – Speicher
  - NAP (Bio) – Biogaseinspeisung
  - NAP (PtG) – Power-to-Gas (PtG)
- 225 Folgende Arten von Ausspeisepunkten werden ausgewiesen:
- NKP (GÜP) – Grenzübergangspunkt
  - NKP (iB) – interne Bestellung eines nachgelagerten Verteilernetzbetreibers
  - NAP (Sp) – Speicher
  - NAP (Lv) – Anschluss eines Letztverbrauchers
- 226 Einspeisepunkte aus LNG-Anlagen sind in der Anlage noch nicht aufgeführt, da für das Jahr 2021, für welches mit dem vorliegenden Beschluss indikative Informationen zu veröffentlichen sind, noch nicht mit der Vermarktung solcher Punkte in Deutschland zu rechnen ist. Gleichwohl werden die hier getroffenen Bestimmungen – die entsprechende Fortgeltung dieses Beschlusses vorausgesetzt (dazu unten unter B.VI) – in zukünftigen Kalenderjahren auch auf solche Punkte Anwendung finden.
- 227 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.

- 228 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.
- 229 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 die Erlöse lediglich anhand der unangepassten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten ohne Berücksichtigung von Multiplikatoren etc. berechnet werden. Diese Berechnung ergibt in Verbindung mit einem kapazitätsgewichteten Entry-Exit-Split einen Vergleichsindex von 0 %. Abweichungen hiervon durch Berücksichtigung eines Rabatts an Speicheranlagen 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.
- 230 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 Ausspeisesystems 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 die 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.

- 231 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. 30 % auf die systemübergreifende Netznutzung)
  - pauschal je 50 % zur systeminternen / systemübergreifenden Netznutzung
  - ausschließlich zur systemübergreifenden Netznutzung zugerechnet.
- 232 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.
- 233 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 den Varianten der hälftigen und der kompletten Zuordnung der Erlöse und Kapazitäten an Ausspeisepunkten zu Speichern zur systemübergreifenden Netznutzung ergibt sich ein Index von 11,9 % bzw. 16,7 %. 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 ist eine anteilige Zuordnung zur systemübergreifenden Netznutzung in Höhe von ca. 30 % (dies entspricht dem Verhältnis zwischen den prognostizierten kontrahierten Kapazitäten an unzweifelhaft der systeminternen bzw. systemübergreifenden Netznutzung dienenden Ausspeisepunkten). Die Ergebnisse des Tests zeigen, gerade im Vergleich zur Konsultationsfassung, eine Quersubventionierung zu Gunsten der systemübergreifenden Netznutzung. Dies ist darin begründet, dass überwiegend diese Netznutzer nunmehr von erhöhten Rabattmöglichkeiten für uFZK und in Folge DZK sowie bFZK profitieren.

234 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**

235 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.

236 Nach Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 muss die Referenzpreismethode mit Art. 13 der Verordnung (EG) 715/2009 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.

237 Gemäß Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) 715/2009 müssen die genehmigten Tarife 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, sowie gegebenenfalls die Tarifvergleiche der Regulierungsbehörden berücksichtigen. Die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung müssen auf nichtdiskriminierende Weise angewandt werden. 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 Tarife müssen für die Netznutzer nichtdiskriminierend sein und pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro

Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festgelegt werden. Kostenaufteilungsmechanismen und Ratenfestlegungsmethoden bezüglich der Ein- und Ausspeisepunkte sind von den nationalen Regulierungsbehörden zu billigen. Gemäß Art. 13 Abs. 2 der Verordnung (EG) 715/2009 dürfen durch die Tarife für den Netzzugang weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg verzerrt werden.

- 238 Einige der Anforderungen in Art. 7 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 und Art. 13 der Verordnung (EG) 715/2009 decken sich oder unterscheiden sich nur graduell, während andere Anforderungen nur in Art. 7 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 oder nur Art. 13 der Verordnung (EG) 715/2009 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. 13 der Verordnung (EG) 715/2009 vorgegebenen Anforderung dieser methodische Vergleich durchgeführt. Ergänzend werden die von einigen Netzbetreibern vorgeschlagenen Referenzpreismethoden der netzpunkttypspezifischen Briefmarke und der funktionspezifischen Briefmarke anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben anhand der genannten Kriterien im Vergleich bewertet.
- 239 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.
- 240 Zudem zeigt der Erwägungsgrund Nr. 2 der Verordnung (EU) 2017/460, dass das Kriterium der Transparenz von hoher Relevanz ist. Hiernach ist eine größere Transparenz der Fernleitungsentgeltstrukturen und der Verfahren zu ihrer Festlegung für die Erreichung der Ziele der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 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.

241 Im Einzelnen:

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

242 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. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) 715/2009 geregelte allgemeine Anforderung der Transparenz der Tarife oder der Methoden zu ihrer Bestimmung näher konkretisiert.

**(1) Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke**

243 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. Auch die Nichtbepreisung von Biogas- und PtG-Einspeisepunkten ist ohne weiteres nachvollziehbar und somit transparent.

**(2) Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz**

244 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 Scheingenaugigkeit der Ergebnisse.

- 245 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.
- 246 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.
- 247 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**

- 248 Auch die 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 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 der Methode.

#### **(4) Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke**

249 Die Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke erfüllt hingegen das Kriterium der Transparenz kaum bzw. in einem signifikant vermindertem Maße. Anders als von den Befürwortern dieser Methode 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 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**

250 Selbst bei einem äußerst einfachen Abgrenzungskriterium von z. B. 700 mm Leitungsdurchmesser zur Trennung der Netzfunktionen wurden im Rahmen der Konsultation zahlreiche Gegenbeispiele geltend gemacht, die eine abweichende Bewertung erforderlich machen könnten. Bezüglich Punkten wie Speichern und Gaskraftwerken wurde im Rahmen der Konsultation von Marktteilnehmern zudem eine von den technischen Anschlusskriterien abweichende Beurteilung geltend gemacht. Derartige Sonderregelungen würden die Komplexität und Intransparenz der Methode erhöhen.

251 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.

##### **(ii) Transparenz im Hinblick auf die Abgrenzung von Kosten**

252 Zudem hat sich im Rahmen des in der Konsultation vorgelegten Ergänzungsgutachtens von DNV GL gezeigt, dass bezüglich der entscheidenden Frage der Kostenzuweisung für Dritte kaum nachvollziehbare Einzelentscheidungen erfolgen müssten. Konkret werden 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 wird 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.

- 253 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“ wird z.B. die Ansicht vertreten, dass diese nur durch Anwendung eines Gemeinkostenschlüssels zugeordnet werden können. Hier ist ihr Ansatz offenkundig widersprüchlich.
- 254 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 ist 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.
- 255 Die kalkulatorische Gewerbesteuer stellt 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.

256 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**

257 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 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 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**

258 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. 13 der Verordnung (EG) 715/2009 geregelte Anforderung konkretisiert, dass die genehmigten Tarife oder Methoden zu ihrer Berechnung die Ist-Kosten widerspiegeln sollen (soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen).

259 Der einschränkende Klammerzusatz zu den Ist-Kosten in Art. 13 der Verordnung (EG) 715/2009 wird durch die Vorgaben der GasNEV und der ARegV 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**

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

#### **(i) Grundlegende, technische Merkmale des Fernleitungsnetzes**

261 Das deutsche Marktgebiet ist ein hochkomplexes System bestehend aus 16 in allen Belangen kooperierenden Fernleitungsnetzbetreibern. Diese betreiben ein Leitungsnetz von – nimmt man die bisherigen Marktgebiete NetConnect Germany und Gaspool zusammen – mehr als 37.000 km Länge mit 270 physischen Ein- und 3514 physischen Ausspeisepunkten. Aus den eingereichten Erhebungsbögen der Fernleitungsnetzbetreiber lassen sich für das zukünftige gemeinsame Marktgebiet nach Wegfall der Marktgebietsübergangspunkte insgesamt 122 buchbare Einspeisepunkte und 1171 buch- bzw. bestellbare Ausspeisepunkte 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 (7615) und Vermaschungen (1298) aus. Datengrundlage für diese Angaben ist der Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode.

262 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. Mit Ausnahme von Frankreich und der Schweiz ist das Netz in der Lage, Gas von jedem Nachbarstaat auf fester Basis zu transportieren. 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.

## (ii) Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten

- 263 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 geplante Zusammenlegung zum 01.10.2021 der beiden Marktgebiete wird diese auf 948.780 mögliche Kombinationen anwachsen.<sup>1</sup> Die jeweils hohe Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten zeigt, dass jedes Marktgebiet bereits für sich ein hinreichend komplexes System darstellt. Diese Komplexität wird sich zudem zukünftig deutlich vervielfachen. Vor dem Hintergrund der anstehenden Marktgebietszusammenlegung stellt die Komplexität des deutschen Fernleitungssystems die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Ermittlung des zukünftig zugrunde zu legenden Kapazitätsgerüsts vor besondere Herausforderungen. So ergeben 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.<sup>2</sup>
- 264 Das zugrunde gelegte Knoten-Kanten-Modell wird durch die nachstehende graphische Darstellung der Fernleitungsnetzbetreiber illustriert.<sup>3</sup> 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.

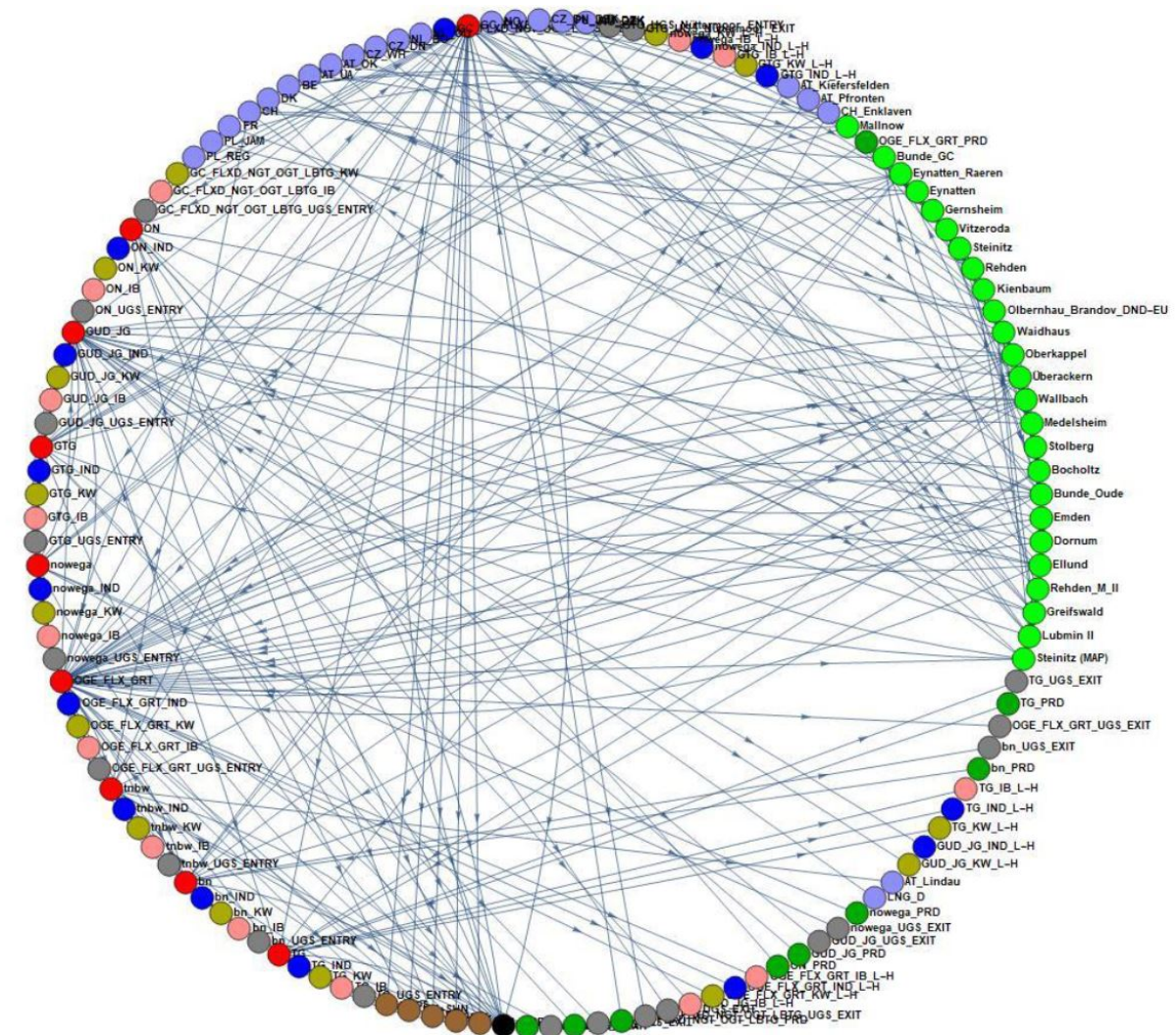
---

<sup>1</sup> Präsentation der Fernleitungsnetzbetreiber zum Marktdialog auf der E-world energy & water am 06.02.2019 in Essen, abrufbar unter: [http://www.marktgebietszusammenlegung.de/wp-content/uploads/Praesentation\\_eworld\\_2019\\_02\\_06\\_DE.pdf](http://www.marktgebietszusammenlegung.de/wp-content/uploads/Praesentation_eworld_2019_02_06_DE.pdf), Folie 26 Stand des Abrufs: 13.02.2019.

<sup>2</sup> Ebenda.

<sup>3</sup> Ebenda.

265 *Abbildung 4: Knoten-Kanten-Modell:*



266 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 bisherige Marktgebietszusammenlegungen**

- 267 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.
- 268 Es blieb aus der Perspektive der Entgelte – trotz der Zusammenführung der Marktgebiete – bei einer separaten Bepreisung, obwohl unstrittig ist, dass die im gemeinsamen Marktgebiet ausgewiesenen Kapazitäten z.T. vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber nur unter Nutzung der Infrastruktur anderer Netzbetreiber ausgewiesen werden können.
- 269 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 Fernleitungsnetzbetreibern, 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.
- 270 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:
- 271 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.

- 272 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.
- 273 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.
- 274 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.
- 275 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.
- 276 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.

- 277 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.
- 278 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.
- 279 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.
- 280 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.
- 281 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.

282 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.

283 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.

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

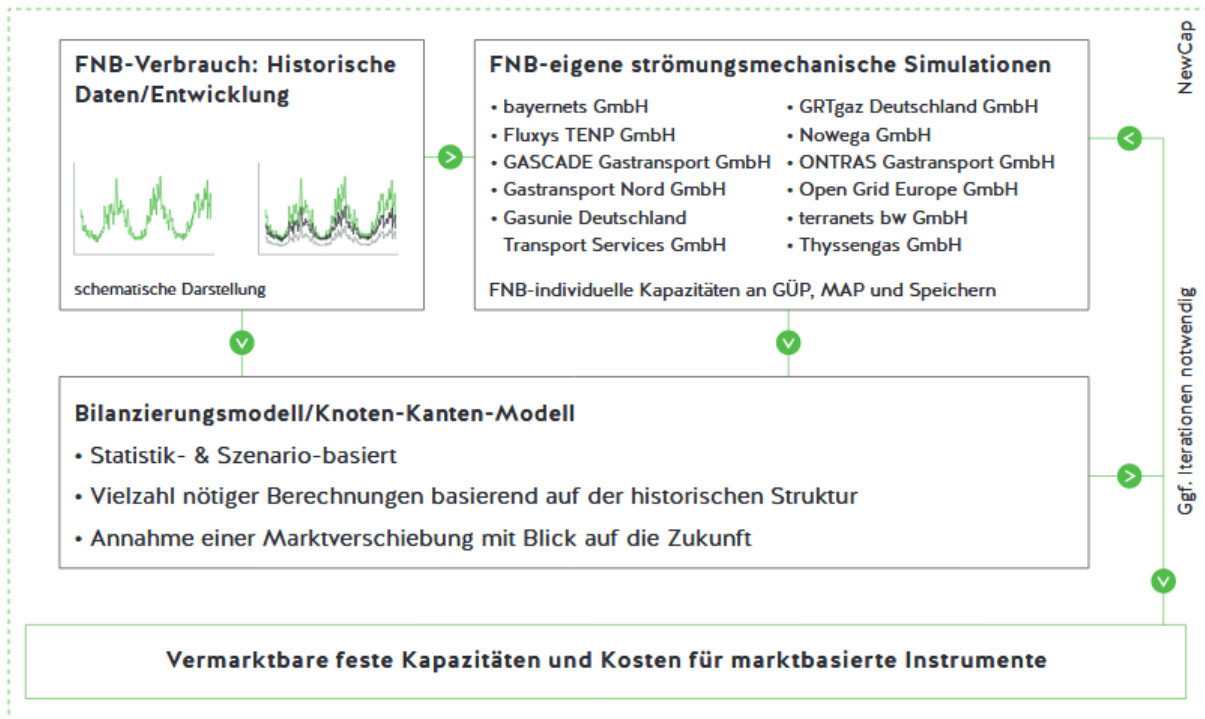
#### **(iv) Gemeinsame Berechnung des Kapazitätsgerüsts als Ausdruck der Kooperation**

285 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.



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

287 *Abbildung 5: Kapazitätsmodell „NewCap“, Darstellung der Fernleitungsnetzbetreiber im Konsultationsdokument „Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030“, S. 45:*

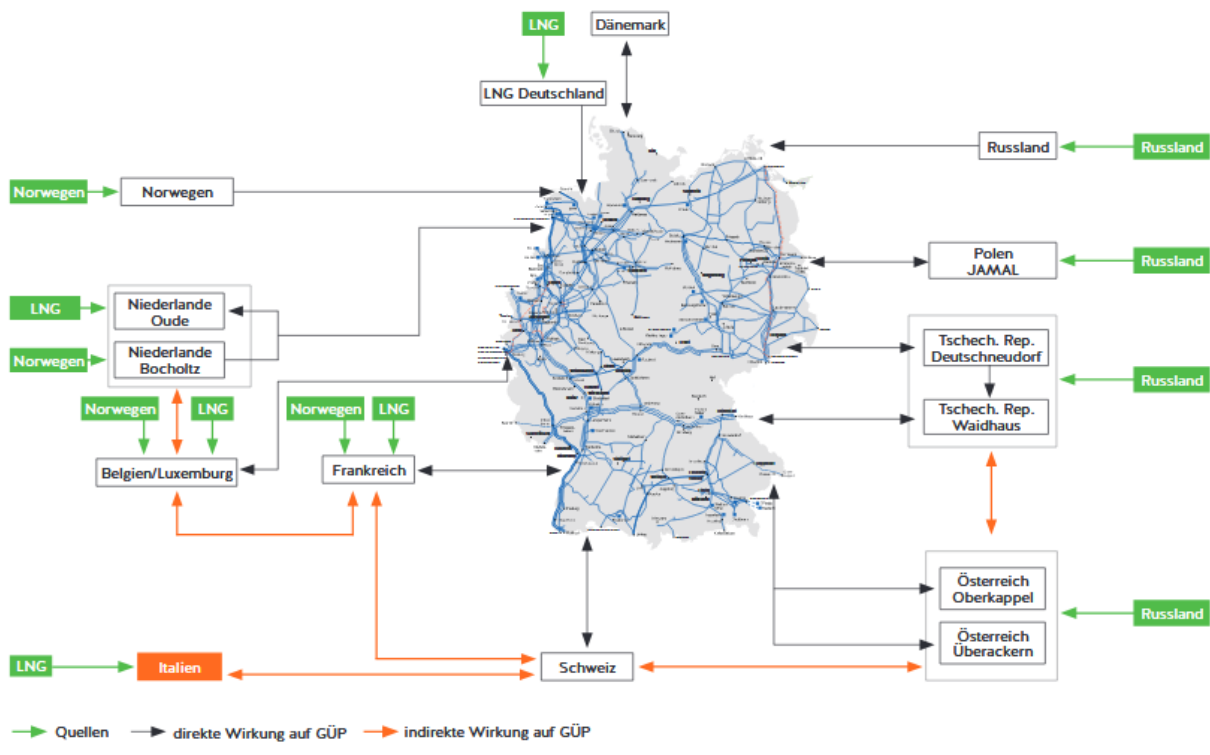


288 Die für die Kapazitätsberechnung verwendeten Lastflussszenarien stellen sich hierbei als äußerst komplex dar. Bei der Kapazitätsberechnung müssen eine Vielzahl von Lastflussszenarien gerechnet werden, um schließlich eine Aussage über feste vermarktbare Kapazitäten treffen zu können. Hierbei kann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

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



290 *Abbildung 6: Variationen der Aufspeisung des deutschen Marktgebietes – Gruppierung Ein- und Ausspeisungen an Grenzübergangspunkten; Darstellung der Fernleitungsbetreiber im Konsultationsdokument „Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030“, S. 47:*



291 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.

292 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.

293 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**

294 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.

295 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.

296 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**

- 297 Der Beschlusskammer ist die Komplexität des Marktgebiets zudem auch aus anderen Prozessen gut bekannt. So wurde durch die Bundesnetzagentur zuletzt für die dritte 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 Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Konsultation darauf hingewiesen haben, dass jede Verzweigung die Rohrreibungszahl erhöhe (insbesondere, weil an Verzweigungen oft Regler, Schieber etc. angebracht seien) und überdies die Komplexität der Netzsteuerung und der generelle Flexibilitätsbedarf der Netze mit der Anzahl der Verzweigungen und Maschen steige, wurde je Netzbetreiber die Anzahl der Verzweigungen und die Zahl der unabhängigen Maschen erfasst.
- 298 Wie bereits erwähnt, liegen bei diesen Parametern (aggregiert für das gesamte Marktgebiet) hohe Werte vor (ausgehend von der Annahme, dass sich die Gesamtzahlen mit Zusammenlegung beider Marktgebiete nicht ändern und schlicht zu addieren sind, 7615 Verzweigungen und 1298 Vermaschungen).
- 299 Ergänzend hierzu wurde im Prozess zum Effizienzvergleich abermals deutlich, dass den Fernleitungsnetzbetreibern die Aufteilung von gemessenen Last- und Arbeitswerten an gemeinsam betriebenen Leitungen kaum sachgerecht möglich ist. Wie erörtert stellt die Kenntnis solcher Zuordnungen jedoch eine Voraussetzung für eine weitergehende Allokation von Kosten oder einen Ausgleichsmechanismus bei einer separat anzuwendenden Referenzpreismethode dar.
- 300 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**

- 301 Alle diese Aspekte in Verbindung mit den Erfahrungen der Bundesnetzagentur bezüglich der Prozesse der vergangenen und der anstehenden Zusammenlegung von Marktgebieten lassen den Schluss zu, dass das zukünftige 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 allokatieren. 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.
- 302 All diese Erwägungen galten schon bisher für die beiden kleineren Marktgebiete NetConnect Germany und Gaspool. Durch die anstehende Zusammenlegung der Marktgebiete zum 01.10.2021 werden sie noch zusätzlich verstärkt. Naturgemäß wird es hierbei zu einer weiteren Steigerung der Komplexität kommen, da eine Vielzahl von weiteren Kombinationsmöglichkeiten von Ein- und Ausspeisepunkten berücksichtigt werden muss.
- 303 So zeigen zudem die abgeschlossenen Verwaltungsverfahren BK7-19/037 (KAP+, Beschluss vom 25.03.2020) und BK9-19/606 (KOMBI, Beschluss vom 30.03.2020), 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 sollen ab dem 01.10.2021 befristet ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem ermöglicht und eine Reihe von marktbasierenden Instrumenten eingesetzt werden, mit welchen eine hohe Verfügbarkeit von festen, frei zuordenbaren Kapazitäten selbst dann

gewährleistet werden soll, wenn diese sich allein mit der technisch verfügbaren Kapazität der Netze nicht darstellen ließe.

- 304 Die genauen Modalitäten des Überbuchungs- und Rückkaufsystems ergeben sich aus dem Beschluss KAP+ vom 25.03.2020. In der Anlage zu diesem Beschluss vom 01.10.2019 („Konzept für ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem im gemeinsamen Marktgebiet“), welche als Konzeptvorschlag von den Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam eingereicht wurde, wird das Konzept näher erläutert. Hierbei werden insbesondere die verschiedenen Instrumente erläutert (marktbasierte Instrumente (hiernach „MBI“) in Form von VIP-Wheeling, Drittnetznutzung, Spread-Produkt sowie der Kapazitätsrückkauf als ultima ratio). In einer weiteren Anlage zum Beschluss vom 12.11.2019 („Prozessbeschreibung MBI und Kapazitätsrückkauf“) werden die diesbezüglichen Abläufe im gemeinsamen Marktgebiet näher erläutert.
- 305 Diesbezüglich haben die Fernleitungsnetzbetreiber in dem zitierten Konzept auf S. 3 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.“
- 306 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**

- 307 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.

308 In der folgenden Übersicht sind alle VIP abgebildet, die bereits zu benachbarten ausländischen Marktgebieten gebildet wurden. Zusätzlich ist das Datum der VIP-Bildung vermerkt. Hiernach ist es bereits überwiegend zu einer Integration der entsprechenden Kopplungspunkte gekommen. Durch die innerdeutsche Marktgebietszusammenlegung zum 01.10.2021 werden die jeweiligen VIP zum niederländischen und tschechischen Marktgebiet ebenfalls zusammengelegt. Daneben werden zum belgisch-luxemburgischen sowie dänischen Marktgebiet neue bzw. größere VIP entstehen.

GASPOOL	PL	01.04.2016
GASPOOL	CZ	01.11.2018
NCG	CZ	01.03.2019
NCG	AT	01.03.2019
NCG	FR	01.03.2019
NCG	BeLux	01.07.2019
NCG	CH	01.07.2019
NCG (H)	NL (H)	01.04.2020
NCG (L)	NL (L)	01.04.2020
GPL (H)	NL (H)	01.04.2020
GPL (L)	NL (L)	01.04.2020

#### (ix) **Gemeinschaftsleitungen der Fernleitungsnetzbetreiber**

309 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 Erlösbergrenze niederschlagen, keine echte Aussagekraft darüber.

- 310 Dass diese Abgrenzungsprobleme im Rahmen des Effizienzvergleichs gelöst werden können, tut dem keinen Abbruch. Der Effizienzvergleich dient lediglich der Festlegung individueller Erlösbergrenzen 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**

- 311 Die aktualisierten und ergänzenden Aspekte im Vergleich zur Konsultationsfassung dieses Beschlusses stützen die Erwägung, dass es sich bei dem gemeinsamen deutschen Marktgebiet um ein hochkomplexes System handeln wird. Diese Erwägungen werden zudem durch die im nächsten Abschnitt erfolgenden quantitative Analyse bekräftigt.

#### **(2) Quantitative Analyse der Netze der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber**

- 312 Auf Grundlage der Vorschläge von ACER hat die Beschlusskammer systematische Analysen der Netze der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (hiernach „FNB“) anhand folgender Parameter bezogen auf alle buch- und bestellbaren Punkte vorgenommen:

- Technisch verfügbare Kapazität (hiernach „TVK“)
- Leitungsdurchmesser (am jeweiligen Punkt)
- Druck (mengengewichteter Betriebsdruck)
- Distanz (anhand der Preise gemäß der kapazitätsgewichteten Distanz als Indikator für die Distanzen)

- 313 Die Analyse beruht auf den prognostizierten Jahresbuchungen der FNB zum Zeitpunkt der Bildung des einheitlichen deutschen Marktgebiets. 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:

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

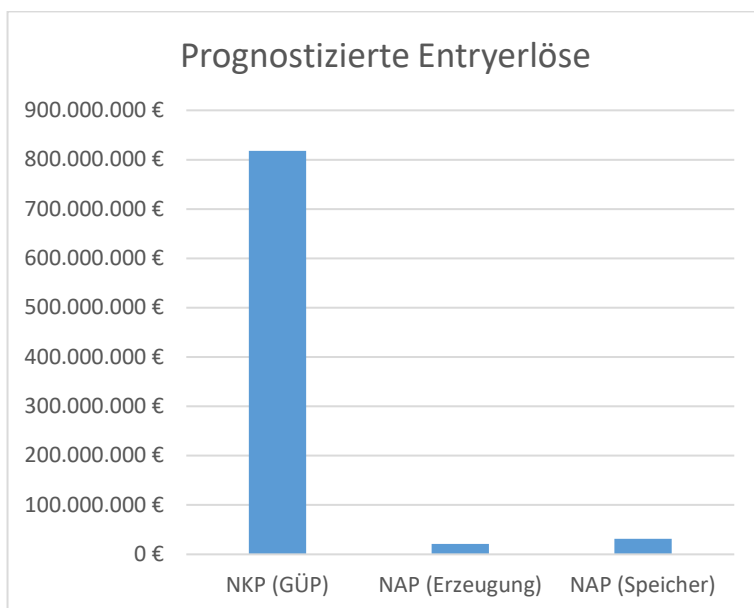
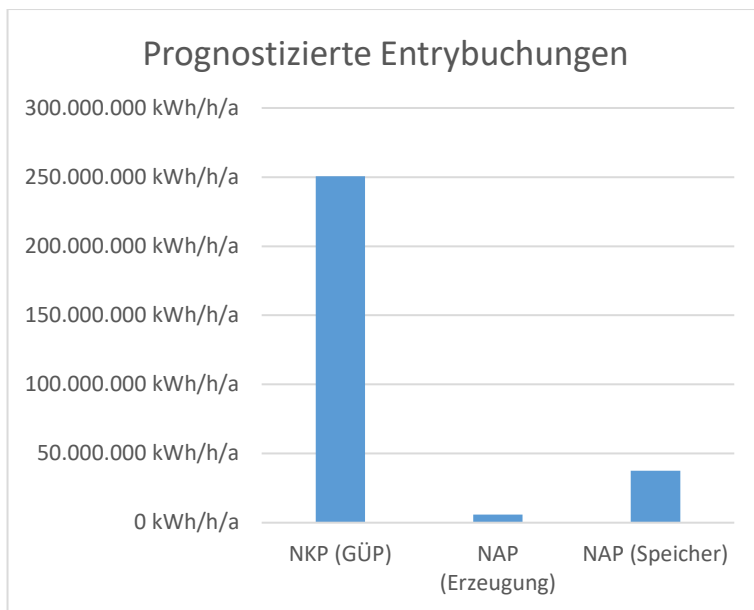
- Erzeugung (nur Entry)
- Speicher (Entry und Exit)
- Letztverbraucher (hiernach „LV“, nur Exit)
- interne Bestellungen (hiernach „iB“, nur Exit)

- 314 Einspeisepunkte bei Biogas- oder Power-to-Gas-Anlagen sind nicht in der Analyse berücksichtigt, da an diesen Punkten in Deutschland keine Netzentgelte erhoben werden und der Anteil an den Gesamtkapazitäten des Fernleitungsnetzes marginal ist (siehe Abschnitt B.I.5.e)).
- 315 Eine Analyse von Stückkosten (was kostet z.B. der Transport von 1 MWh über 1 km bei einer bestimmten Infrastruktur) können mittels dieser Betrachtungen nicht direkt durchgeführt werden, aber indirekt über diese Parameter, die die entsprechenden Charakteristika der Netzstruktur widerspiegeln.
- 316 Soweit im Gutachten von DNV GL eine Darstellung der entsprechenden Stückkosten erfolgt (zusammenfassend auf S. 39 des Gutachtens), handelt es sich dabei um Informationen, die der Bundesnetzagentur aus den Prozessen zum Netzentwicklungsplan (vgl. die Kostenermittlung für Ferngasleitungen im Konsultationsdokument „Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030“, S. 152 f.) und zum Effizienzvergleich (Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber, Gutachten für die dritte Regulierungsperiode, S. 35 und 69) bekannt sind. Jedoch bleibt auch bei Kenntnis der abstrakten Kosten das Grundsatzproblem fortbestehen, dass selbst wenn die Stückkosten für die bestimmten Infrastrukturen ermittelbar wären, die bestimmten Infrastrukturen immer noch nicht trennscharf den unterschiedlichen Nutzungsformen zuordenbar wären (siehe hierzu die Abschnitte B.I.5.b)(7)(ii), B.I.5.b)(8) sowie B.I.5.b)(9)).

**(i) Verteilung der Buchungen und Erlöse auf einzelne Punkttypen**

- 317 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 7 und 8 beinhalten ausschließlich die Einspeisepunkte, die Abbildungen 9 und 10 ausschließlich die Ausspeisepunkte.

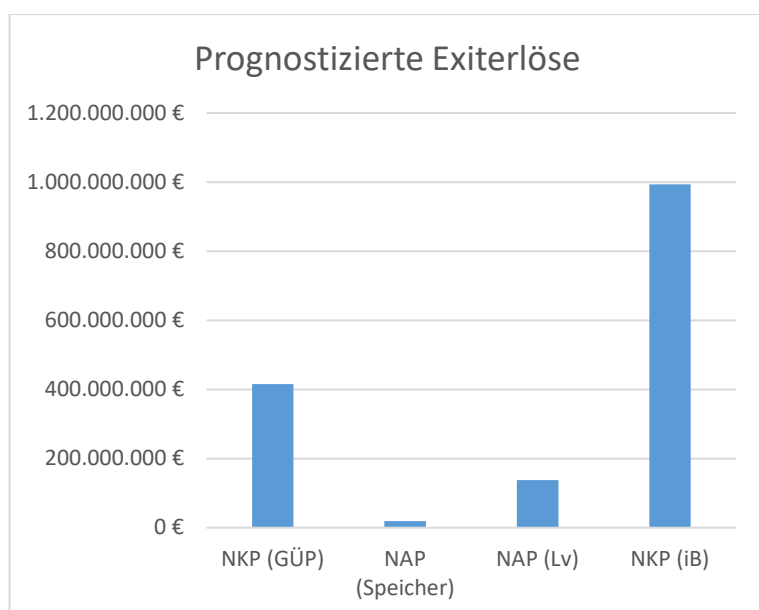
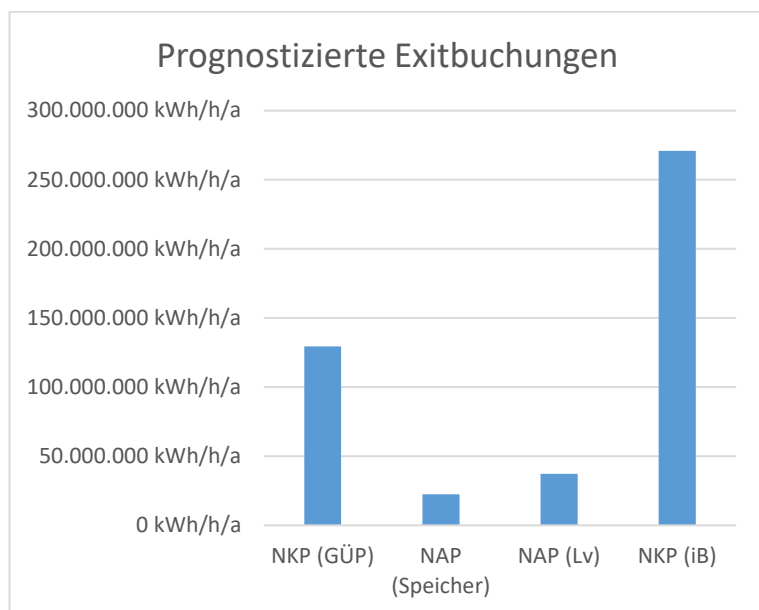




- 319 Bei den Einspeisepunkten machen die Grenzübergangspunkte den allergrößten Teil der Buchungen aus. Bei den Einspeisepunkten an Speichern findet der Rabatt von 75 % Anwendung, was zu einer entsprechenden Reduktion der Erlöse führt.
- 320 Generell gilt, dass eine differenzierte Betrachtung der Buchungen auf der Einspeiseseite nicht möglich ist, da hier grundsätzlich keine sachgerechte Aufteilung der Buchungen auf die systemübergreifende und systeminterne Netznutzung erfolgen kann. Bei einer Analyse nach Produktarten auf der Einspeiseseite müsste in jedem Einzelfall untersucht werden, ob z.B. bei DZK eine Nutzung innerhalb oder außerhalb der Zuordnungsaufgabe erfolgt ist. Bei

Prognosedaten für das gemeinsame Marktgebiet ist dies jedoch ausgeschlossen. Bei Analysen der Beschlusskammer bezüglich der Vergangenheitswerte hat sich zudem eine erhebliche Nutzung außerhalb der Zuordnungsaufgaben gezeigt (siehe hierzu Abschnitt B.I.5.b)(4) sowie zu Zuordnungsfragen auch die Abschnitte B.I.5.b)(7)(ii), B.I.5.b)(8) sowie B.I.5.b)(9)). Der Fokus der Analysen wird daher auf den Ausspeisepunkten liegen. Dies entspricht auch den Ansätzen von DNV GL, eine Differenzierung nur auf der Exit-Seite vorzunehmen.

321 *Abbildungen 9 und 10:*

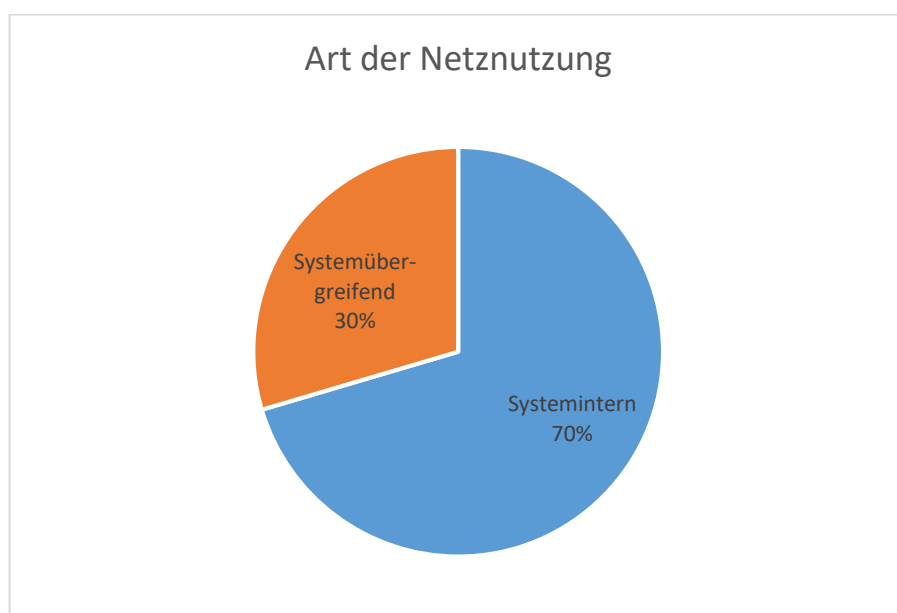


322 Auf der Ausspeiseite ergibt sich ein differenzierteres Bild. Hinsichtlich der Buchungen und Erlöse sind die internen Bestellungen zu nachgelagerten Netzbetreibern dominant. Letztverbraucher und

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.

323 Die Differenzierung in eine systeminterne und systemübergreifende Netznutzung ergibt einen hohen Anteil von 70 % 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. 70/30 zugeordnet werden müssten.

324 *Abbildung 11:*

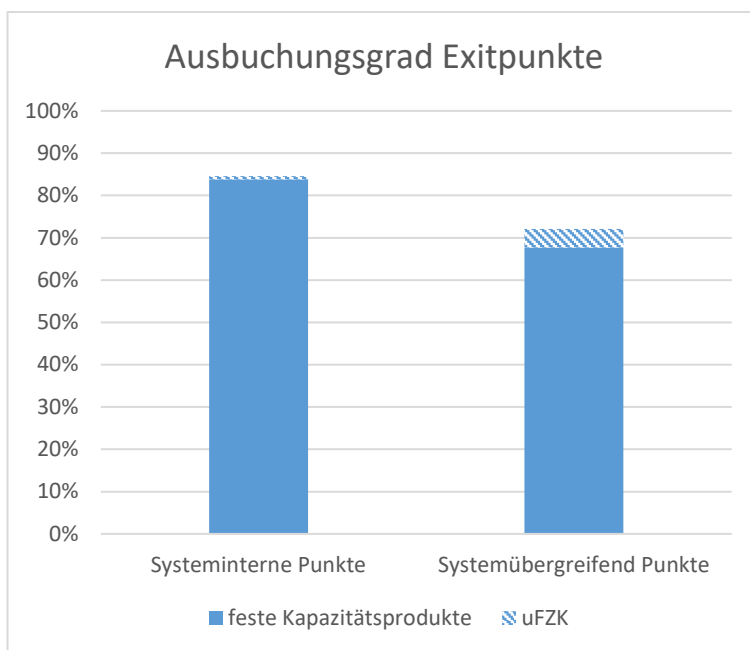


325 Die Dominanz der systeminternen Buchungen auf der Exit-Seite erklärt, wieso die systeminterne Netznutzung grundsätzlich mit einem höheren Kostenanteil belastet wird, obwohl der Anteil des transportierten transitierten und national verbrauchten Gases in etwa gleich hoch ist. Dieses Ungleichgewicht im Briefmarkensystem wird auch unter Abschnitt B.I.5.b)(7)(iii) erläutert. Dies führt zu der grundsätzlichen hohen Kostentragung der systeminternen Netznutzung bezüglich des Gesamtsystems.

#### **(ii) Analyse der technisch verfügbaren Kapazität und des Auslastungsgrades**

326 Im Rahmen der Diskussion zur Referenzpreismethode wird überwiegend auf die gebuchte Kapazität als Kostentreiber abgestellt. Die folgenden Analysen nehmen ergänzend die technisch verfügbare Kapazität in den Blick.

- 327 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.
- 328 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.
- 329 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.
- 330 *Abbildung 12:*

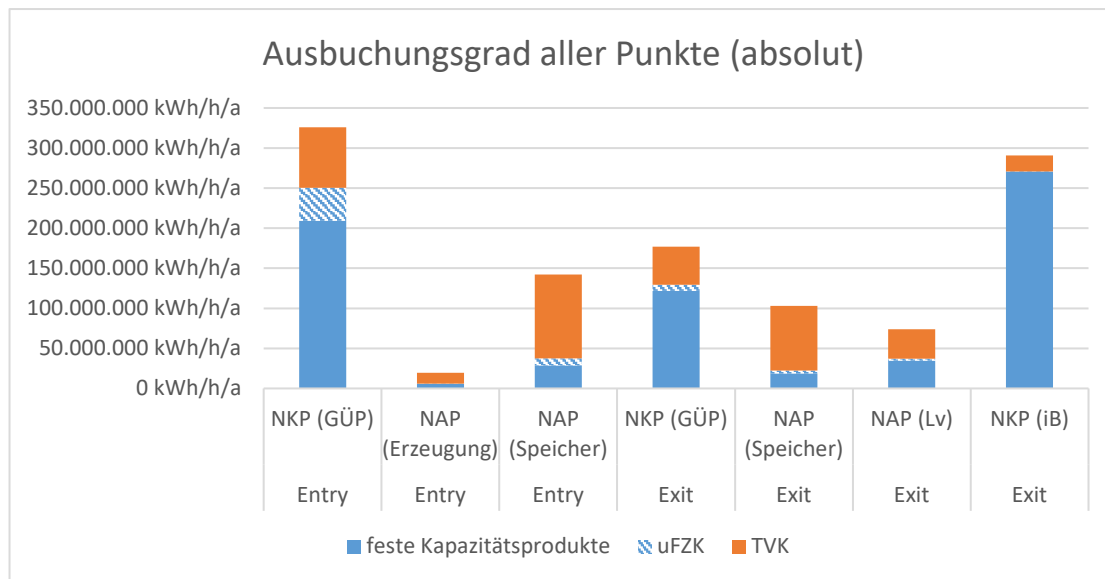


- 331 Die Abbildung zeigt eine stärkere Unterauslastung von Ausspeisepunkten, die mit dem systemübergreifenden Transport verbunden sind. Punkte, die mit dem systeminternen Transport verbunden sind, sind hingegen von einer höheren Auslastung geprägt. Diese Betrachtungen belegen insoweit im Vergleich zu 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 höher bepreist werden. Anhand der oben dargestellten unterschiedlichen Unterauslastungen würde sich folglich ein 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.

- 332 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.
- 333 Bei der Wahl der TVK als Kostentreiber würde die systemübergreifende Netznutzung ca. 81 Mio. € an Mehrkosten im Vergleich zur Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke tragen. Dies wird insbesondere deutlich bei der Betrachtung des oben dargelegten 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 insbesondere die internen Bestellungen die Leerstandskosten der systemübergreifenden Punkte, obwohl sie selbst nahezu keinen Leerstand aufweisen. Dies wird durch die rechte Säule der nachfolgenden Grafik ersichtlich. Die absoluten Leerstände entsprechend den oberen, orangenen Bereichen der dargestellten Säulen.

334 **Abbildung 13:**

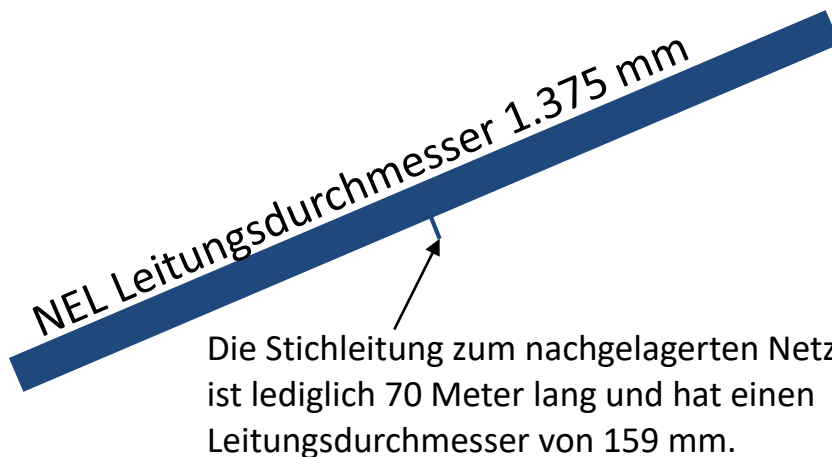


335 Dieser Aspekt legt nahe, dass jedenfalls insgesamt, etwa verbunden mit anderen Effekten wie z.B. einer Berücksichtigung von Distanzen als Kostentreiber (vgl. hierzu Abschnitt B.I.5.b)(2)(v)) keine unzulässige Quersubventionierung zu Lasten der systemübergreifenden Netznutzung erfolgt bzw., sollte es aufgrund von anderen Aspekten eine solche Quersubventionierung geben, diese in Summe kompensiert wird.

### (iii) Analyse der Leitungsdurchmesser

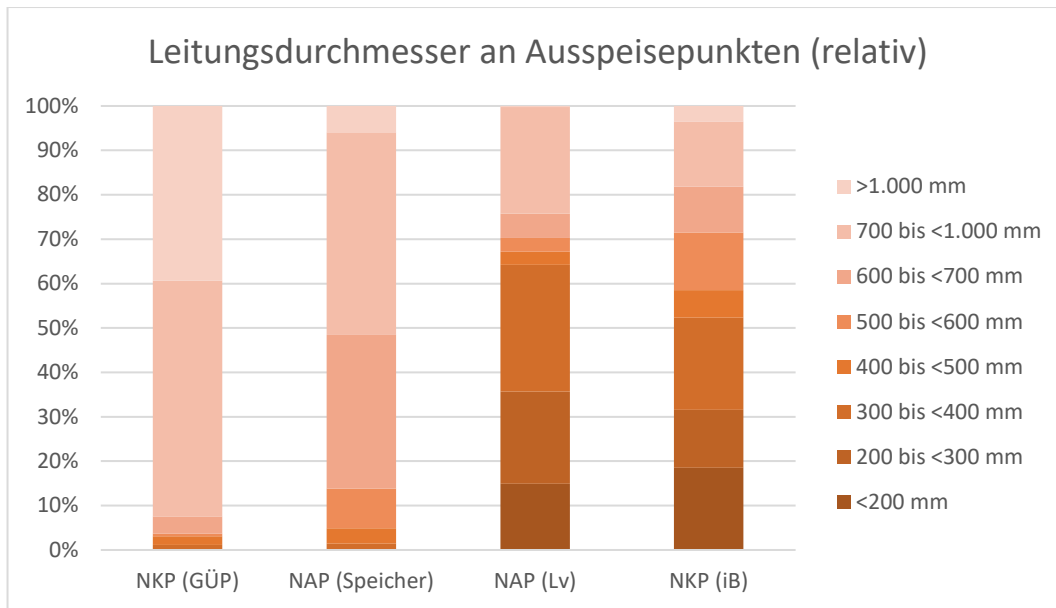
336 Im Folgenden erfolgt eine systematische Analyse der Leitungsdurchmesser, die an verschiedenen Punktypen gegeben sind.

337 Teilweise liegen die Ausspeisepunkte zu internen Bestellpunkten und Letztverbrauchern an kleineren, sehr kurzen Stichleitungen (unter 500m), welche von den großen Leitungen abzweigen. Bei der nachfolgenden Analyse ist zu beachten, dass diese Ausspeisepunkte in der Auswertung systematisch Leitungen mit kleineren Durchmessern zugeordnet wurden. Diese systematische Unschärfe wird anhand folgender Grafik erläutert:



- 339 Der beispielhafte Ausspeisepunkt an der NEL zum nachgelagerten Netz liegt an einer kurzen Stichleitung (70 m) mit einem deutlich niedrigeren Leitungsdurchmesser von lediglich 159 mm. In der nachfolgenden Analyse wurden die Ausspeisepunkte grundsätzlich dem kleineren Leitungsdurchmesser-Bereich zugeordnet. Es wurde nicht geprüft, ob der Ausspeisepunkt an einer kurzen Stichleitung liegt und daher gemäß einer gaswirtschaftlichen Aufwandsbetrachtung dieser Punkt sachgerechter Weise einem größeren Leitungsdurchmesser-Bereich zugeordnet werden müsste.
- 340 Bei den Auswertungen zur Druckanalyse (s.u.) besteht der hier genannte Effekt nicht, sodass deren Ergebnisse eine höhere Bedeutung zuzumessen ist.
- 341 Darüber hinaus sei erwähnt, dass solche Stichleitungen je nach Einzelfall anteilig individuell vergütet werden (in Form von Beiträgen für Netzanschlusskosten) und somit nicht vollständig über Netzentgelte bzw. Fernleitungsdienstleistungen finanziert werden.
- 342 Die nachfolgende Grafik gibt eine relative Zuordnung der einzelnen Ausspeisepunkte pro Punkttyp unter der oben genannten Prämisse zu einzelnen Leitungsdurchmesser-Bereichen wieder. Die Punkte wurden anhand der von den FNB prognostizierten Jahresbuchungen (dabei wurden die Buchungen sämtlicher Kapazitätsprodukte ohne Gewichtung aufsummiert) an den einzelnen Punkten gewichtet. Es wurde eine Datenabdeckung von über 97 % bezogen auf sämtliche prognostizierte Buchungen erreicht. Erwähnenswert ist, dass einzelne GÜPs (Virtuelle Interconnection Points) auf Grund mangelnder Datenverfügbarkeit nicht einem Leitungsdurchmesser-Bereich zuordenbar waren. Vor dem Hintergrund der insgesamt hohen Datenabdeckung von 97 % ist dieser Umstand jedoch vernachlässigbar.

343 **Abbildung 15:**



344 Die Ausspeisebuchungen an Grenzübergangspunkten (GÜPs) liegen überwiegend, aber nicht ausschließlich an Punkten im Bereich von über 700 mm. Diese Grenze wurde im Gutachten von DNV GL zur Abgrenzung von Netzen innerhalb des Marktgebietes vorgeschlagen. Unter den GÜP unterhalb 700 mm befinden sich unter anderem bedeutende Grenzübergangspunkte wie Ellund (Grenze zu Dänemark), Oude Statenzijl (Grenze zu den Niederlanden) oder Überackern (Grenze zu Österreich).

345 Die Ausspeisebuchungen an Speicherpunkten befinden sich nur zu knapp der Hälfte an Leitungspunkten über 700 mm. Dies ist ein wichtiger Befund, da im Rahmen der Konsultation eine umfassende Zuordnung dieser Punkte zum systemübergreifenden Nutzungsbereich gefordert wurde.

346 Insofern kann festgehalten werden, dass keine eindeutige Zuordnung der Grenzübergangs- und Speicherpunkte gegeben ist und dass die im DNV GL-Gutachten und in einigen Forderungen von FNB vorgebrachte Grenze für eine Zuordnung von Leitungen unter 700 mm ausschließlich zum systeminternen Nutzungsbereich wenig sachgerecht erscheint (insbesondere unter dem Aspekt, dass die Speicher der systemübergreifenden Nutzung zugeordnet werden sollen).

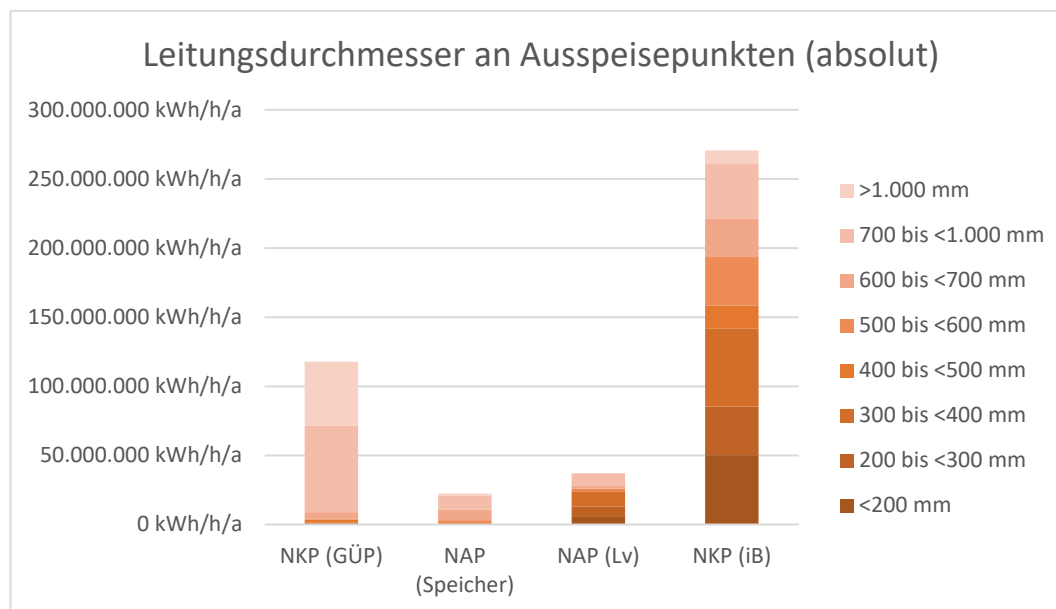
347 Des Weiteren wird belegt, dass sich Letztverbraucher (LV) und interne Bestellpunkte (iB) jedenfalls nicht ausschließlich an sehr kleinen Leitungen befinden, wie im DNV GL-Gutachten angenommen wird. LV und iB-Punkte sind sehr heterogen verteilt, aber durchaus auch in nennenswerten Mengen im Bereich über 700 mm (von DNV GL als systemübergreifende Netznutzung definiert) zu finden. Auf Grund des Effektes der kleineren Stickleitungen zu diesen



Buchungspunkten fallen die dargestellten Mengen kleiner aus, als es gaswirtschaftlich geboten wäre. Dies wird im nachfolgenden Kapitel bei der Darstellung nach Druckbereichen deutlich.

348 Eine weitere Analyse ist anhand von absoluten Werten möglich.

349 *Abbildung 16:*



350 Hierbei werden die Relationen der oben diskutierten Begebenheiten an den einzelnen Punkttypen ins Verhältnis gesetzt. So wird ersichtlich, dass bei absoluter Betrachtung bei internen Bestellungen Buchungen an hohen Leitungsdurchmessern erfolgen und dieser Block verglichen mit dem Block der entsprechenden Buchungen an Grenzübergangspunkten immerhin halb so groß ist. Es erscheint daher wenig sachgerecht, wie von DNV GL vorgeschlagen diesen Block bei internen Bestellungen diametral anders zu behandeln als die Buchungen an den Grenzübergangspunkten.

351 Buchungen bei internen Bestellungen in kleineren Leitungsdurchmessern machen einen beachtlichen Anteil an den gesamten Ausspeisebuchungen aus. Dies ist ein Aspekt, der in einer Gesamtabwägung bezüglich der Wahl der Referenzpreismethode (unter Berücksichtigung der beschränkten Aussagekraft der Leitungsdurchmesser) eingestellt werden sollte.

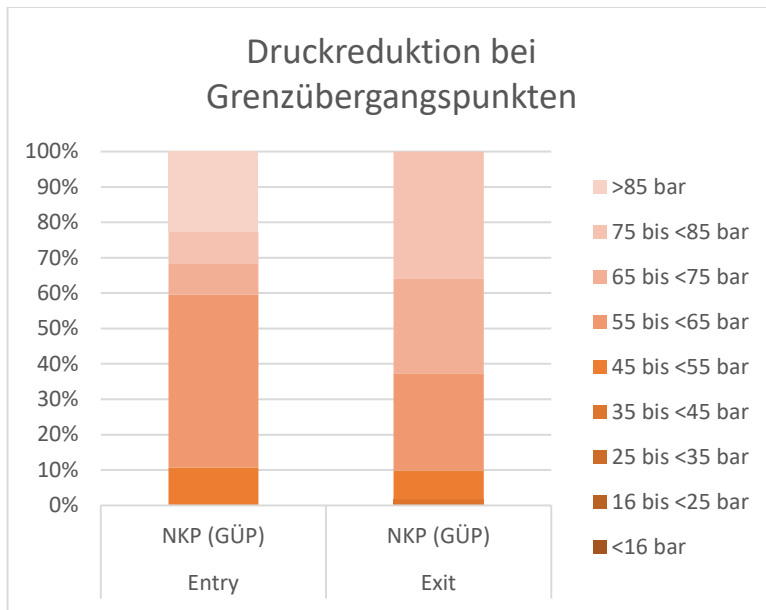
#### (iv) Analyse der Druckverhältnisse

352 Im Folgenden erfolgt eine systematische Analyse der Druckverhältnisse, die an verschiedenen Punkttypen gegeben sind.

353 Als maßgeblicher Druckwert wurde von der Beschlusskammer der mengengewichtete Betriebsdruck am jeweiligen Buchungspunkt angesehen. Die Werte wurden anhand der von den FNB prognostizierten Jahresbuchungen an den einzelnen Punkten aggregiert.

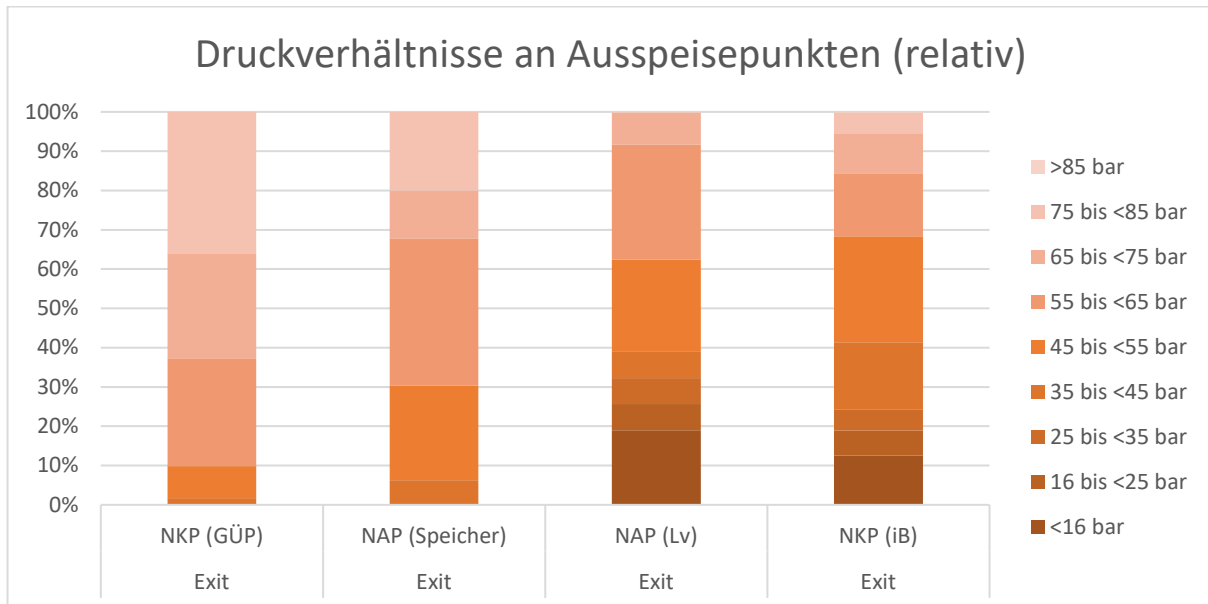
- 354 Anders als bei den Leitungsdurchmessern hat dieser Druck insofern eine erhöhte Aussagekraft, um zu analysieren, ob systemübergreifende und systeminterne Buchungspunkte sich in differenzierten Druckbereichen wiederfinden. Eine sprunghafte Reduktion wie bei den Leitungsdurchmessern an Stichleitungen zu insbesondere internen Ausspeisepunkten, ist hier in der Regel nicht gegeben. Somit unterliegt diese Analyse keinem solch systematischen Fehllansatz und daher wird den Ergebnissen auch eine höhere Bedeutung zugemessen. Allerdings darf nicht unerwähnt bleiben, dass die gemessenen Drücke in einem vermaschten Entry-Exit-System nur eine Momentaufnahme darstellen. Sie reduzieren sich bei höheren Transportmengen und schwanken deutlich stärker, wenn der Ausspeisepunkt nicht eindeutig immer aus der gleichen Leitung aufgespeist wird. Insofern erschien es der Beschlusskammer am sachgerechtesten, einen über ein Jahr gemittelten, mengengewichteten Betriebsdruck als Vergleichsparameter heranzuziehen.
- 355 Grundsätzlich gilt, dass das Erdgas immer vom höheren Druckniveau zum niedrigeren fließt. Während der Transportstrecke reduziert sich der Druck auf Grund von Reibungsverlusten und muss daher ggf. entlang der Transportstrecke durch Zwischenverdichtung wieder erhöht werden. Folgerichtig sind die Einspeisedrücke auf einem deutlich höheren Niveau, als die Drücke an den Ausspeisepunkten. Dies wird auch im nachfolgenden Vergleich der Entry und Exit-Seite bezüglich der Drücke bei Grenzübergangspunkten ersichtlich.
- 356 Zusätzlich ist zu erwähnen, dass in den nachfolgenden Auswertungen die EUGAL-Leitung nur auf der Ausspeiseseite eingeflossen ist, da gegenwertig der Einspeisepunkt technisch (auf Grund der fehlenden Fertigstellung der Nord Stream II) nicht betrieben wird (siehe hierzu Abschnitt B.I.5.b)(4)(ii)). Insofern konnten die Einspeisekapazitätsbuchungen nicht in die nachfolgenden Datenanalysen bezogen auf Drücke einfließen. Bei rein Exit-seitigen Betrachtungen liegt die Datenabdeckung einschließlich der ausspeiseseitig betriebenen EUGAL bei 97 %. Neben der Einspeisung EUGAL fehlen insbesondere Daten zu einzelnen GÜPs (Virtuelle Interconnection Points) auf Grund mangelnder Verfügbarkeit (s.o.).

357 *Abbildung 17:*



358 Die nachfolgende Grafik bezieht sich ausschließlich auf die Ausspeiseseite. Sie gibt eine relative Zuordnung der einzelnen Buchungsprognosen an den Ausspeisepunkten pro Punkttyp zu einzelnen Druckbereichen wieder und lässt somit eine differenzierte Betrachtung zwischen den Punkttypen zu.

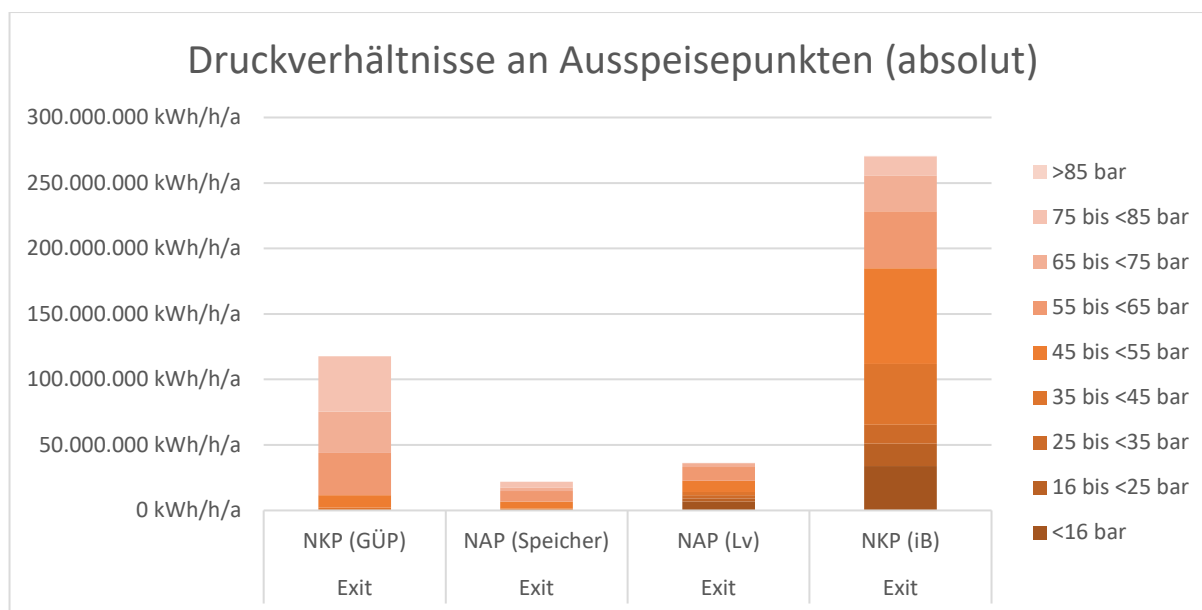
359 *Abbildung 18:*



360 Während DNV GL in den eigenen Ausführungen beim Leitungsdurchmesser eine Grenze von 700 mm für vergleichende Bewertungen vorschlägt, erfolgt keine derartige, konkrete Angabe für den Druckbereich. Vielmehr wird attestiert, dass der Bereich HD 3 (16 bis 70 bar) der

systemübergreifenden und der systeminternen Netznutzung zuzuordnen sei. Als Grenze wird hier der Bereich zwischen 40 und 60 bar bzw. 60 bar genannt. Für die weiteren Ausführungen wird daher im Folgenden ein Grenzwert von 55 bar herangezogen.

- 361 Die Ausspeisebuchungen an GÜPs liegen überwiegend, aber nicht ausschließlich an Punkten, welche einen mittleren Betriebsdruck von über 55 bar aufweisen. Zu den Punkten unterhalb eines mittleren Betriebsdrucks von 55 bar befinden sich unter anderem bedeutende Grenzübergangspunkte wie Deutschneudorf (Grenze zu Tschechien), Überackern (Grenze zu Österreich) oder der VIP-Punkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (Grenze zu Polen). In Summe erfolgen knapp 10 % der prognostizierten Exit-Buchungen an GÜPs in diesem unteren Druckbereich. Darüber hinaus erfolgen fast 11 % der prognostizierten Einspeisebuchungen an Grenzübergangspunkten mit einem mittleren Betriebsdruck unterhalb von 55 bar (siehe die Abbildung 17). Diese Buchungen werden unter anderem an bedeutenden Einspeisepunkten wie Emden (Grenze zu Norwegen), Überackern (Grenze zu Österreich) oder Waidhaus (Grenze zu Tschechien) getätigt.
- 362 Auch über 30 % der Ausspeisebuchungen an Speicherpunkten befinden sich an Punkten unterhalb eines mittleren Betriebsdrucks von 55 bar.
- 363 Insofern kann festgehalten werden, dass auch nach Drücken keine eindeutige Zuordnung der Grenzübergangs- und Speicherpunkte gegeben ist. Eine vorgeschlagene Grenze von 40 bis 60 bar oder 55 bar würde bezüglich Grenzübergangspunkten und Speichern jedenfalls zu erheblichen Fehlzuordnungen führen.
- 364 Bei der Betrachtung anhand des mittleren Betriebsdrucks wird der erwähnte Effekt der kleineren Sticheleitungen zu Ausspeisebuchungen bei LV- oder iB-Punkten weitestgehend korrigiert. Es zeigt sich, dass nennenswerte LV-Buchungen von über 37 % und iB-Buchungen von knapp 32 % an den Leitungssystemen im höheren Druckbereich stattfinden. Bezüglich dieses erheblichen Bereiches käme es bei einer entsprechenden Grenzziehung ebenso zu Fehlzuordnungen.
- 365 Schließlich kann erörtert werden, welche Buchungen in besonders niedrigen Druckbereichen erfolgen. Eine mögliche Grenze ist hier der nach der Gashochdruckleitungsverordnung maßgebliche Wert von 16 bar. In diesem Bereich von unter 16 bar erfolgt jedoch lediglich ein geringer Anteil der Buchungen von knapp 13 % bei internen Bestellungen und ca. 19 % bei Letztverbrauchern. Die mit diesen Ausspeisepunkten verbundenen, gegebenenfalls höheren Systemkosten sind bei der Gesamtabwägung für eine Referenzpreismethode einzubeziehen.
- 366 Ergänzend kann eine Betrachtung der absoluten Verhältnisse nach Druckbereichen erfolgen.



368 Hierbei werden wie bei der Diskussion nach Leitungsdurchmessern die Relationen der oben diskutierten Begebenheiten an den einzelnen Punkttypen ins Verhältnis gesetzt.

369 Auch hier wird ersichtlich, dass bei absoluter Betrachtung bei internen Bestellungen und Letztverbrauchern nennenswerte prognostizierte Buchungen an Punkten mit Drücken ab 55 bar erfolgen. Diese Buchungsprognosen entsprechen – bis auf knapp 7.000.000 kWh/h/a – den ausspeiseseitigen Buchungsprognosen an Grenzübergangspunkten im gleichen Druckbereich (ab 55 bar). Es erscheint daher wenig sachgerecht, diesen Block bei internen Bestellungen und Letztverbrauchern diametral anders zu behandeln als die Buchungen an den Grenzübergangspunkten.

370 Buchungen bei internen Bestellungen in geringen Druckstufen (unter 55 bar) machen einen beachtlichen Anteil an den gesamten Ausspeisebuchungen aus. Dies ist ein Aspekt, der in einer Gesamtabwägung bezüglich der Wahl der Referenzpreismethode eingestellt werden sollte, sofern höhere Systemkosten damit verbunden wären.

371 Der Anteil der hier analysierten prognostizierten Buchungen im Bereich von unter 16 bar liegt, ins Verhältnis zu allen Exit-Buchungen gesetzt, jedoch lediglich bei ca. 13,5 %. Der Anteil bezogen auf die gesamten prognostizierten Buchungen beträgt lediglich ca. 6 %. Diese Anteile sprechen dagegen, aufgrund dieser Ausspeisungen eine grundsätzliche Trennung von Infrastrukturen vorzunehmen.

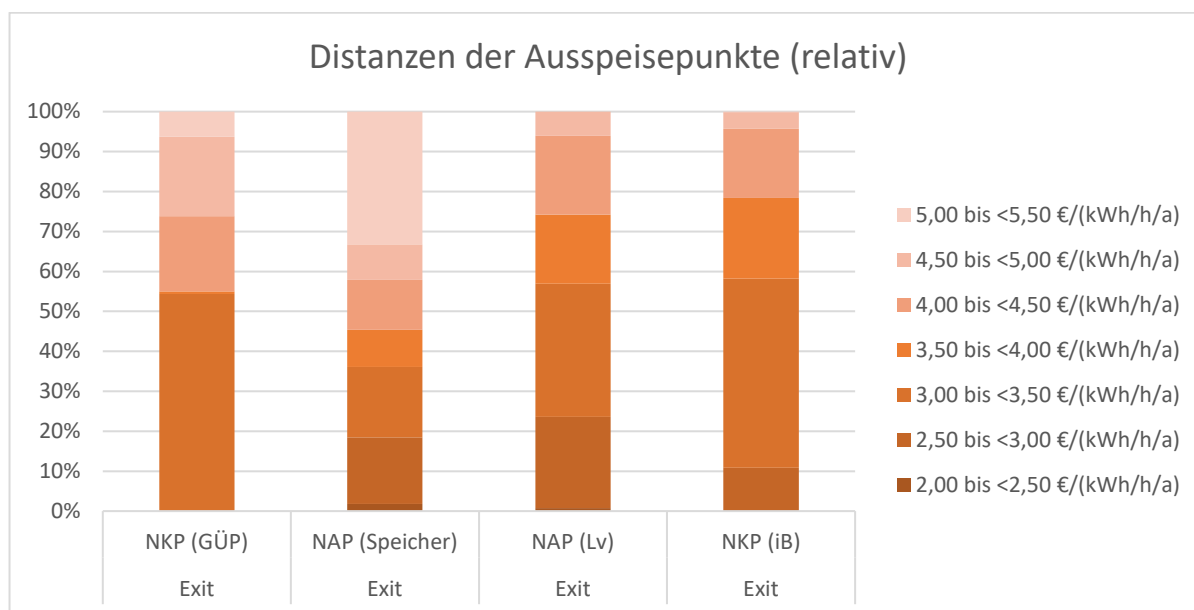
**(v) Analyse von Distanzen**

372 Im Folgenden erfolgt eine Analyse der Distanzen an verschiedenen Punkttypen. Hierzu werden die mit den prognostizierten Buchungen gewichteten Preise gemäß der kapazitätsgewichteten

Distanz (hiernach „CWD“) als Proxy für die Distanz verwendet. Hierbei wird die CWD mit einem kapazitätsgewichteten Entry-Exit-Split von 37/63 herangezogen. Hohe CWD-Preise stehen für eine hohe Distanz zwischen einem Ausspeisepunkt und den transportrelevanten Einspeisepunkten.

373 Die folgende Abbildung zeigt die nach Punkttypen zusammengefassten prognostizierten Buchungen bezogen auf die Distanzen (CWD-Preise) der Ausspeiseseite.

374 *Abbildung 20:*



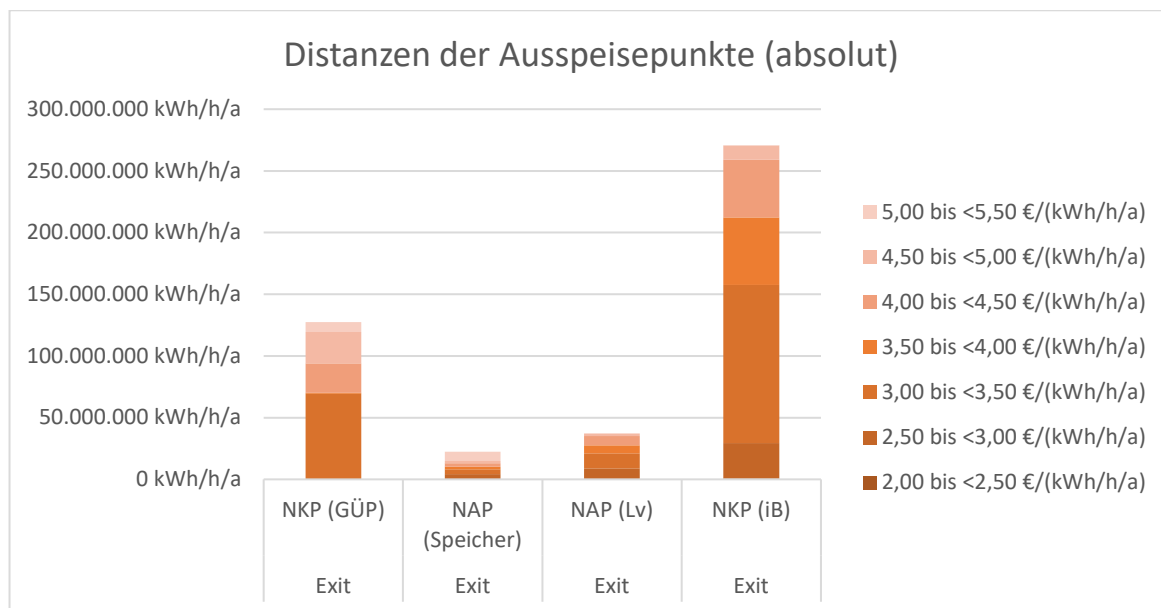
375 Aus der Darstellung wird unmittelbar ersichtlich, dass ca. die Hälfte der Grenzübergangspunkte auf der Ausspeiseseite tendenziell größere Distanzen zu den transportrelevanten Einspeisepunkten aufweisen. Noch größer ist die Distanz bei den ausspeiseseitigen Speicherpunkten. Derart hohe Distanzen liegen bei Punkten zu Letztverbrauchern und nachgelagerten Netzen nur in einem sehr viel geringeren Umfang vor. Dies ist aufgrund der Netzstruktur auch einleuchtend, da die Schwerpunkte des nationalen Verbrauchs geringere Entfernungen zu den maßgeblichen Einspeisepunkten aufweisen als die Grenzübergangspunkte für den Transit.

376 Die höchsten Distanzen weisen die ausspeiseseitigen Speicherpunkte auf. Dies ist insofern relevant, als mehrfach gefordert wurde, diese Punkte durch eine Aufnahme in ein übergeordnetes Netz (unabhängig von der Anschlusssituation und der Lage) weiter zu verbilligen.

377 Die Betrachtung legt nahe, dass bei Heranziehung der Distanz als Kostentreiber eine erhebliche Verschiebung von Kosten zu Lasten der grenzüberschreitenden Punkte und der Speicherpunkte erfolgen würde.

378 Die folgende Abbildung zeigt auf, wie das absolute Verhältnis der verschiedenen gewichteten Distanzen an den Punkttypen ausfällt.

379 *Abbildung 21:*



380 Hierbei wird deutlich, dass gerade die Buchungen mit kurzen Distanzen (CWD-Preise unter 3,50 € pro kWh/h/a) bei den für die gesamte Erlöstragung überwiegenden internen Bestellungen besonders hervortreten. Hiermit sind systematisch geringere Netzkosten aufgrund deutlich kürzerer benötigter Leitungskilometer maßgeblich. Dies ist ein gewichtiger Punkt, der entgegen etwaiger anderer Effekte (mögliche höhere Kosten aufgrund geringerer Drücke oder Leitungsdurchmesser an diesen Punkten) wirkt.

381 Die Betrachtungen decken sich mit dem Test zur Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460. Hiernach wurde eine höhere Kostentragung der systemübergreifenden Netznutzung aufgrund der höheren Distanzen festgestellt (siehe hierzu Abschnitt B.I.5.e)).

#### (vi) Gesamtbewertung der quantitativen Analyse

382 Die Analyse hat gezeigt, dass einige gewichtige Aspekte für eine einheitliche Briefmarke sprechen.

383 Der im Verfahren vorgebrachte Vorschlag von DNV GL würde in einer Beispielsrechnung eine Kostenverschiebung in Höhe von ca. 280 bis 300 Mio. € von der systemübergreifenden zur systeminternen Netznutzung nach sich ziehen. Für die Berechnungen hat die Beschlusskammer in einem ersten Schritt die von DNV GL vorgebrachte, aber von der Beschlusskammer nicht geteilte Aufteilung der Kosten auf das übergreifende und das sogenannte interne Netz übernommen (Kosten für das übergreifende Netz in Höhe von 66,7 % bezüglich FNB des Marktgebietes GASPOOL und 65,5 % bezüglich FNB des Marktgebietes NCG). Diese Aufteilung

basiert auf einer Trennung der Systeme bei 700 mm Leitungsdurchmesser. Die Analyse hat gezeigt, dass diese Grenze nicht sachgerecht ist. Trotzdem wurden diese Werte für Zwecke der Beispielsrechnung für das gemeinsame Marktgebiet fortgeschrieben. Unabhängig davon, wie die Zuordnung der Ausspeisepunkte an Speicheranlagen erfolgt (siehe Abschnitt B.I.4), ergibt die Beispielsrechnung anhand der Vorgaben in Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 im Vergleich zur Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke eine verringerte Kostentragung für die systemübergreifende Netznutzung in Höhe der genannten ca. 280 bis 300 Mio. €. Der Vorschlag geht jedoch unter anderem nicht auf die systematischen Unterschiede im Auslastungsgrad und damit verbundene Effekte bei der Kostentragung ein, obwohl vertreten wird, dass der Vorschlag kostenverursachungsgerechter sei.

384 Die Ergebnisse der Analyse legen hingegen nahe, dass bei Anwendung der einheitlichen Briefmarke die systemübergreifende Netznutzung nicht über Gebühr an den Gesamtkosten beteiligt wird. Eine Trennung der Netze nach den in der Konsultation vorgeschlagenen Kriterien ist demnach nicht sachgerecht.

- Die systeminterne Netznutzung trägt bereits ca. 70 % der Gesamtkosten, obwohl nur ca. 50 % 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. 81 Mio. € beziffern.
- Grenzübergangspunkte liegen zu einem geringen Teil und Speicherpunkte zu einem signifikanten Anteil von ca. 50 % im Bereich von Leitungsdurchmessern < 700 mm.
- Trotz der systematischen Zuordnung der Buchungspunkte der systeminternen Netznutzung zu tendenziell zu kleinen Leitungsdurchmessern (gegenüber der gaswirtschaftlichen Aufwandsbetrachtung) liegen immer noch halb so viele prognostizierte Buchungen verglichen mit den Grenzübergangsbuchungen in einem Bereich von > 700 mm Leitungsdurchmesser (absolut betrachtet). Eine Ungleichbehandlung dieser Buchungen ist nicht gerechtfertigt. Das Kriterium Leitungsdurchmesser ist damit zur Abgrenzung von systemübergreifender zu systeminterner Netznutzung nicht sachgerecht.
- Bei der Betrachtung der Druckverhältnisse hat sich gezeigt, dass ein kleiner Anteil der Buchungen an Exit-GÜPs in einen Druckbereich < 55 bar fällt. Bei den Speicherpunkten liegt der Anteil bei über 30 %, was entschieden gegen eine pauschale Zuordnung zur systemübergreifenden Netznutzung spricht (was jedoch verschiedentlich gefordert wird). Bei einer Absenkung dieses Grenzwertes würde aber wiederum der Anteil der Buchungen bei Letztverbrauchern und internen Bestellungen steigen, der über der Schwelle liegen würden.



- Erhebliche Anteile der Buchungen bei internen Bestellungen und Letztverbrauchern erfolgen in höheren Druckbereichen. Betrachtet man die absoluten Werte, entsprechen diese prognostizierten Buchungen in etwa dem entsprechenden Anteil der Ausspeisebuchungen an Grenzübergangspunkten. Eine pauschale Ungleichbehandlung mit den Grenzübergangspunkten ist hier nicht sachgerecht. Folglich eignet sich auch eine bestimmte Druckgrenze nicht als Abgrenzungskriterium für die systemübergreifende und die systeminterne Netznutzung.
- Die Auswertung der Distanzen hat gezeigt, dass dieser Kostentreiber zu einer Mehrbelastung der systemübergreifenden Netznutzung gegenüber der Anwendung der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke führen würde. Es wäre bei einer Abkehr von der einheitlichen Briefmarke nicht sachgerecht, isoliert auf andere Aspekte abzustellen und den Kostentreiber der Distanz außer Acht zu lassen.

385 Einige wenige Aspekte stützen die Kritik an der einheitlichen Briefmarke. Diese erscheinen jedoch nicht derart gewichtig, dass eine Abkehr von der einheitlichen Briefmarke erfolgen sollte.

- Buchungen bei internen Bestellungen erfolgen zu einem signifikanten Teil im Bereich kleinerer Leitungsdurchmesser. Das Kriterium des Durchmessers und insbesondere die Grenze von 700 mm ist jedoch kritisch zu sehen und nur begrenzt aussagekräftig.
- Auch erfolgen Buchungen zu einem geringen Anteil (6 % der Gesamtbuchungen) in Druckbereichen < 16 bar. Diese Anteile scheinen nicht derart gewichtig zu sein, um angebliche massive Quersubventionierungen begründen zu können.

386 Allerdings muss in die Beurteilung, ob die systeminterne Netznutzung bei der Wahl der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke eine signifikante Quersubventionierung zu Lasten der systemübergreifenden Netznutzung darstellt, auch die deutlich höhere Kostentragung (im System der einheitlichen Briefmarke) bei den Netznutzungsentgelten einfließen. Beurteilt an den Erlösen aus den prognostizierten Ausspeisebuchungen tragen die Letztverbraucher und internen Bestellungen 2,7 mal so viel wie die Erlöse aus den Ausspeisebuchungen an den Grenzübergangspunkten zu der Deckung der Netzkosten bei. Dieser wesentliche positive Beitrag zur Entlastung der Kostentragung an Grenzübergangspunkten darf bei der Beurteilung nicht außer Acht gelassen werden.

387 Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse hält die Beschlusskammer die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke weiterhin für sachgerecht.

### **(3) Regionale Netze**

388 Ergänzend zu der quantitativen Analyse greift die Beschlusskammer im Ansatz die Anregungen von ACER im Hinblick auf sogenannte regionale Netze auf. Nach der bisherigen, vorläufigen, von ACER vorgebrachten Definition handele es sich dabei um Hochdrucknetze, mit denen ausschließlich eine Versorgung nationaler Kunden erfolge und aus denen Gas nicht mehr an Grenzkopplungspunkte fließen könne (ACER-Stellungnahme vom 17.07.2020, Fußnote 32).

#### **(i) Definition der regionalen Netze**

389 Problematisch an diesen Überlegungen ist, dass hierbei ein vorläufiger Diskussionsstand im Hinblick auf die Auslegung der Begrifflichkeiten der Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber herangezogen wird. Denn gleichzeitig hat ACER darauf verwiesen, dass ACER unter Beteiligung der nationalen Regulierungsbehörden und der Europäischen Kommission eine Definition der regionalen Netze sowie Empfehlungen zum Umgang mit diesen Netzen erarbeiten werde. Vor diesem Hintergrund ist zurzeit völlig offen, ob die vorgeschlagene Definition Bestand haben wird oder ob deren Implementierung nicht eine Änderung der entsprechenden europäischen Richtlinien und Verordnungen in einem ersten Schritt und der nationalen Regelungen in einem zweiten Schritt erforderlich machen wird. Bereits im jetzigen Prozess hat ACER den Definitionsvorschlag aufgeweicht und darauf abgestellt, dass für die Abgrenzung auch auf die im DNV GL-Gutachten vorgeschlagenen Kriterien abgestellt werden könnte (vgl. Stellungnahme von ACER vom 17.07.2020, Fußnote 32). ACER verweist hier auf die von DNV GL entwickelten Indikatoren sowie alternativ die Abgrenzung nach funktionsspezifischen Rollen. Dieser Verweis geht jedoch fehl, zumal ACER an anderer Stelle selbst darauf verweist, dass die indikatorbasierte Betrachtung von DNV GL aufgrund der Anknüpfung an zufällige Eigentümerstrukturen nicht sachgerecht ist (ACER-Stellungnahme vom 17.07.2020, Rn. 52).

390 Die Vorgaben in diesem Beschluss richten sich abstrakt an alle in dem gemeinsamen, deutschen Marktgebiet tätigen Fernleitungsnetzbetreiber. Die von ACER geforderte Herauslösung von einzelnen Leitungsabschnitten und deren Einbringung in einen Verteilernetzbetreiber kann nicht mittels der hier einschlägigen Ermächtigungsgrundlage erfolgen und dürfte auch außerhalb des Zuständigkeitsbereichs der Beschlusskammer liegen. Zudem stützt die durchgeführte, quantitative Analyse die Annahme, dass eine solche Herauslösung vor dem Hintergrund der Sachgerechtigkeit der Methode zur Entgeltbildung nicht erforderlich ist.

391 Diese Sichtweise wird durch die Konsultationsergebnisse gestützt: So fehle es an einer rechtlichen Bestimmung zur Abgrenzung der sogenannten regionalen Netze. Zudem sei die systeminterne und die systemübergreifende Netznutzung gerade im deutschen System eng miteinander verbunden.

392 Die Beschlusskammer teilt die Ansicht, dass bei der gebotenen funktionalen Differenzierung eine pauschale Herauslösung der vorgetragenen regionalen Netze nicht sachgerecht ist, zumal die Verordnung (EU) 2017/460 als Teil der Fernleitungsnetzfunktionen explizit die systeminterne Netznutzung nennt, welche in gewisser Hinsicht als ein Synonym für regionale Netze verstanden werden kann. Schließlich sind der Beschlusskammer keine Fälle bekannt, in denen Netze, die „in erster Linie im Zusammenhang mit der lokalen Erdgasverteilung, zum Zweck der Belieferung von Kunden“ (Art. 2 Abs. 1 Nr. 1 der Verordnung (EG) 715/2009) genutzt werden, Teil der deutschen Fernleitungsnetze sind.

## **(ii) Betrachtung von Stückkosten**

393 Bezüglich der vorgebrachten regionalen Netze teilt die Beschlusskammer nicht die Ansicht, dass sich eine Betrachtung der Stückkosten allein auf solche Netzteile beziehen sollte. Dementsprechend hat die Beschlusskammer eine umfassende, quantitative Analyse zu allen Teilen des Fernleitungsnetzes durchgeführt (s.o.). Hierbei wurde auch erörtert, dass sich Aspekte wie Leerstände und Distanzen auf die unterschiedliche Kostentragung in allen Netzteilen beziehen.

394 Zudem teilt die Beschlusskammer nicht die Ansicht von ACER, dass allein bezüglich dieser postulierten, erhöhten Kosten, eine eindeutige Kostenzuordnung erforderlich ist. Sofern der Versuch entsprechender Kostenzuordnungen erfolgen sollte, wäre dies global durchzuführen. D.h. auch Kosten von Netzteilen, in denen Gas spiegelbildlich nicht zu nationalen Kunden fließen kann, müssten entsprechend separiert werden. Das gleiche würde auch für Verdichterkosten und weitere Kostenbestandteile gelten, soweit diese lediglich für den Transit erforderlich sind. Hinzu kommt, wie erörtert, dass eine weitere Differenzierung der Kostentragung nach Leerstandskosten und nach Distanzen angebracht wäre. Nicht sachgerecht wäre in diesem Zusammenhang ein Abstellen auf singuläre Aspekte wie Gasleitungen, in denen Gas physikalisch nur noch zu nationalen Kunden fließen kann.

395 Zudem ist nicht klar, was ACER mit der Begrifflichkeit „Stückkosten“ meint. Gemäß dem Verständnis der Beschlusskammer geht es ACER in erster Linie darum, die deutsche Fernleitungsnetzinfrastruktur und deren Kosten den beiden Transportfunktionen „systemübergreifende Nutzung“ und „systeminterne Nutzung“ möglichst trennscharf zuzuordnen. Im entscheidenden zweiten Schritt sollte dann überprüft werden, ob die Erlöse pro Transportfunktion aus der angewandten Referenzpreismethode die der jeweiligen Transportfunktion zugeordneten Kosten entweder über- oder unterdecken. Sollte dies der Fall sein, würde ACER von nicht verursachungsgerechten Entgelten oder Quersubventionen ausgehen.

- 396 Der beschriebene Ansatz erfordert es, dass Netzbestandteile und deren Kosten den beiden Transportfunktionen „systemübergreifende Nutzung“ und „systeminterne Nutzung“ trennscharf zugeordnet werden können. Wie bereits in den vorausgehenden Kapiteln beschrieben, ist dies für die deutsche Fernleitungsnetzinfrastruktur unter anderem wegen der starken Vermaschung und wechselnden Flussrichtungen nicht möglich. Vielmehr ist eine trennscharfe Zuordnung der Fernleitungsnetzinfrastruktur zu den Transportfunktionen „systemübergreifende Nutzung“ und „systeminterne Nutzung“ in so gut wie keinem europäischen Fernleitungsnetz möglich. Unter anderem deshalb wurde bei der Ausarbeitung der Framework Guideline Tariffs die Matrix-Methode, die diese genaue Zuordnung der Infrastruktur und deren Kosten zu Transportrouten bzw. Transportfunktionen (wenn auch sehr abstrakt) vorsieht, nur in wenigen Ausnahmefällen als angemessene und überhaupt praktikable Methode angesehen.
- 397 Verfolgt man die Zuordnung der Fernleitungsnetzinfrastruktur und deren Kosten zu den beiden Transportfunktionen „systemübergreifende Nutzung“ und „systeminterne Nutzung“, obwohl eine direkte Zuordnung nicht möglich ist, dennoch weiter, kann diese nur über pauschale Kriterien erfolgen. Die im Abschnitt B.I.5.b)(2) dargestellte Analyse hat aufgezeigt, dass für das deutsche Fernleitungsnetz keines der vorgeschlagenen Kriterien (Drücke, Durchmesser und Distanzen) sinnvoll angewandt werden kann bzw. auch nur zu einer einigermaßen treffsicheren Abgrenzung führt.

#### **(4) Bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte**

- 398 Ein weiterer Aspekt, der für oder gegen die Komplexität der Fernleitungsnetze sprechen kann, ist das Vorhandensein und der Anteil von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten.

##### **(i) Anteile von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten**

- 399 Um diesen Aspekt näher erörtern zu können, hat die Beschlusskammer die Anteile dieser Kapazitätsbuchungen ausgewertet. In der Anlage 6 sind aufgeteilt auf die einzelnen Punkttypen und Produktarten die im Jahr 2021 bestehende TVK und die jeweils prognostizierten gebuchten Kapazitäten dargestellt. Hierbei sind jeweils FZK, bFZK und DZK sowie die unterbrechbaren Buchungen (uFZK) aufgelistet. Je Punkttyp sind sodann je Zeile (bezogen auf einzelne Produktarten des Punkttyps) die Ausbuchungsgrade dargestellt. Ergänzend ist je Punkttyp (also z.B. Entry-GÜP) der Anteil der TVK der Produkte an der Gesamt-TVK dieses Punkttyps ausgewiesen. Bei der Anteilsberechnung anhand der TVK werden die unterbrechbaren Kapazitätsbuchungen außer Acht gelassen, da diese unabhängig von der technischen Leistungsfähigkeit des Netzes darstellbar sind. Diese Art der Anteilsberechnung ermöglicht eine sachgerechte, neutrale Betrachtung der Anteile, da hierbei unabhängig von der jeweiligen marktseitigen Nachfrage nach bestimmten Produkten das maximale Angebot der Produkte,

welche die Fernleitungsnetzbetreiber dem Markt anbieten können, betrachtet wird. Dies ist im Zusammenhang mit einer rein technischen Betrachtung der Netzstruktur im Hinblick auf Produktanteile sachgerechter als ein Vergleich der Kapazitätsprognosen. In diesem Zusammenhang sind aus Transparenzgründen die unterschiedlichen Auslastungsgrade (siehe hierzu auch Abschnitt B.I.5.b)(2)(ii)) je Punkttyp und Produktart dargestellt.

- 400 Aus den Daten lassen sich mehrere Rückschlüsse ziehen. So ist es zutreffend, dass an einzelnen Punkttypen bedingte, verbindliche Kapazitätsprodukte (Summenwerte von bFZK und DZK) einen erheblichen Anteil an der gesamten jeweiligen TVK ausmachen. Bei Kopplungspunkten liegen diese Werte bei ca. 55 % auf der Einspeiseseite und ca. 57 % auf der Ausspeiseseite. Die Betrachtung anhand der TVK macht hierbei deutlich, dass zwar ein nicht unerheblicher Anteil dieser Produkte vorliegt, die technische Netzstruktur aber dennoch genauso von festen, frei zuordenbaren Produkten geprägt ist. Anders als bei einer Betrachtung allein der Kapazitätsprognosen zeigt sich, dass die Anteile von bedingten, verbindlichen Produkten an den Kopplungspunkten nicht den ganz überwiegenden Teil der Netzstruktur prägen. Hingegen werden interne Bestellungen zu nachgelagerten Netzbetreibern nicht und Buchungen von Letztverbrauchern nur zu einem sehr geringen Anteil (ca. 3 % bei Betrachtung der TVK) über solche Produkte abgewickelt. Aufgrund des Mangels eines alternativen Angebots von bedingten Kapazitätsprodukten bei internen Bestellungen ergeben sich hier, anders als bei Grenzübergangspunkten, keine stark abweichenden Anteile bei einer Betrachtung nach Kapazitätsprognosen.
- 401 Es ist auch ersichtlich, dass an Ein- und Ausspeisepunkten zu Speicheranlagen bFZK und DZK einen beträchtlichen Teil der TVK ausmachen (ca. 72 % auf Ein- und 50 % auf Ausspeiseseite). Diese Produkte bei Speicheranlagen werden jedoch zum Teil durch das Benchmarking nach Tenorziffern 3.a) und 3.b) abgebildet und fallen somit aus dem Anwendungsbereich der Referenzpreismethode heraus. Im Übrigen kommt zudem der Speicherrabatt zur Anwendung.
- 402 Zusammenfassend lässt sich sagen, dass an Kopplungspunkten und Speicherpunkten nach TVK ein vergleichbarer Anteil von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten sowie festen, frei zuordenbaren Kapazitätsprodukten vorliegt..An inländischen Ausspeisepunkten ist der Anteil sehr viel geringer.
- 403 Die Betrachtungen in diesem Abschnitt beziehen sich auf das gesamte Marktgebiet bzw. auf aggregierte Werte entsprechend der Punkttypen. Bei Betrachtung von einzelnen, konkreten Leitungen können sich individuell abweichende Verhältnisse ergeben, wie im folgenden Abschnitt erörtert wird.
- 404 Aus diesen Tatsachen lässt sich zur Überzeugung der Beschlusskammer nicht ableiten, dass im deutschen Marktgebiet aufgrund des Anteils der bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte von einem nur geringen Maß an Komplexität bzw. einer nur geringen Vermaschung auszugehen ist.

Bei einer Gesamtbetrachtung ergibt sich dies bereits aus der Tatsache, dass ein erheblicher Anteil der TVK an den Einspeisepunkten und der ganz überwiegende Anteil der TVK an den Ausspeisepunkten den festen, frei zuordenbaren Kapazitäten zuzuordnen ist. Diese Anteile liegen bei ca. 41% für die Einspeiseseite und bei ca. 76 % für die Ausspeiseseite. Prägend für das Marktgebiet sind insbesondere aufgrund der Verhältnisse auf der Exit-Seite also, feste, frei zuordenbare Kapazitäten, mittels derer liquide Märkte geschaffen werden. So sind Fernleitungsnetzbetreiber auch verpflichtet, bei der Kapazitätsberechnung und der Durchführung von Lastflusssimulationen mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die technischen Kapazitäten zu maximieren und in ausreichendem Maße frei zuordenbare Kapazitäten anzubieten (vgl. § 9 Abs. 2 und 3 GasNZV sowie die derzeitigen Überlegungen zur Schaffung eines Überbuchungssystems und zur Einführung marktbasierter Instrumente zur Erhöhung des Kapazitätsangebots).

405 Soweit an einer sogenannten Transitleitung bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte ausgewiesen werden, bedeutet dies, dass das Marktgebiet, dem diese Leitung zugeordnet ist, derart komplex ist, dass die Ausweisung von festen, frei zuordenbaren Kapazitätsprodukten eben nicht möglich ist. Letztlich ist vorliegend auch nicht fraglich, ob eine einzelne Leitung komplex ist oder nicht, sondern ob das Gesamtsystem komplex ist.

406 Im Übrigen stellt sich die Frage, welche Aussagen über die Kosten der systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung anhand der bedingten Kapazitätsprodukte überhaupt getroffen werden sollte. Selbst bei einer DZK wird nicht der Transport von A nach B über eine konkrete Rohrleitung gebucht, sondern nur die Einspeisung an einem Ende des Marktgebiets und die Ausspeisung an einem genau definierten anderen Ende. Was dazwischen geschieht, ist genauso undefiniert wie bei einem FZK-Produkt. Die Ein- und Ausspeisewünsche werden unter Einbezug aller anderen zeitgleichen Ein- und Ausspeisewünsche unter Einsatz der gesamten im Marktgebiet verfügbaren technischen Möglichkeiten (insbesondere der vielen bestehenden Verbindungen/Überspeisemöglichkeiten zwischen den Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber), Optimierung der gesamten Gasströme, Netting von Transportwünschen etc. effizient umgesetzt. Folglich wird oftmals der Transportwunsch auf Basis des festen Bestandteils eines DZK-Produkts physikalisch nicht über eine konkrete Rohrleitung, sondern unter Berücksichtigung aller Infrastrukturen innerhalb des Marktgebietes unter dem Gebot des minimalen physikalischen Transportaufwandes durchgeführt.

## **(ii) Betrachtung einzelner Leitungssysteme im Hinblick auf bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte**

407 Trotz wiederholter entsprechender Stellungnahmen im Rahmen früherer und laufender Verfahren konnte zur Überzeugung der Beschlusskammer auch nicht konkret dargelegt werden, dass es so etwas wie reine Transitleitungen gibt. Vielmehr ist jede Leitung grundsätzlich in das Marktgebiet

eingebunden. Selbst bei den Netzbetreibern, die ausschließlich sogenannte Transitleitungen betreiben, sprechen gewisse Aspekte durchaus für eine hinreichende Einbindung in das komplexe Marktgebiet:

- 408 So betreibt die Fluxys Deutschland GmbH die Leitung NEL (gemeinsam mit der NEL Gastransport GmbH sowie der Gasunie Deutschland Transport GmbH) und weist auf dieser ausschließlich DZK aus. Nun ist es jedoch mitnichten so, dass hier ausschließlich eine Punkt-zu-Punkt Verbindung von Greifswald zum Punkt Achim II verfügbar ist. Vielmehr existiert auch ein DZK-Produkt, das mit einer Vielzahl von Ausspeisepunkten im Fernleitungsnetz der GASCADE Gastransport GmbH kombinierbar ist, darunter auch der Speicher Rehden. Dies zeigt die zumindest teilweise Integration einer solchen Leitung in das Marktgebiet. Gleiches gilt für die NEL Gastransport GmbH, die ebenso auf der NEL aktiv ist und zusätzlich auch Kombinationsmöglichkeiten mit Punkten der Netzbetreiber Gasunie Deutschland Transport Services GmbH und GASCADE Gastransport GmbH anbietet. Noch deutlicher wird die Integration in das deutsche Marktgebiet bei Betrachtung des Kapazitätsanteils der Gasunie Deutschland Transport GmbH, welche ausschließlich FZK an dieser Leitung anbietet (ca. 23 % der TVK der Leitung). Dies verdeutlicht, dass bei einer netzbetreiberübergreifenden Betrachtung eine Integration der Leitung in das gesamte Marktgebiet vorliegt.
- 409 Im Rahmen der Konsultation wurde zudem umfassend zur Integration der NEL im Sinne einer letztlich systeminternen Netznutzung vorgetragen, was diese Auslegung stützt. Ein weiteres Beispiel ist die Fluxys TENP GmbH, bei der ca. 29 % der Buchungen bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte sind und 60 % der Buchungen auf FZK entfallen. Diese Anteile zeigt bereits, dass auch diese Leitung voll in das Marktgebiet eingebunden ist. Zudem sind in der Vergangenheit an der TENP Investitionsmaßnahmen durchgeführt worden und weitere in Planung und Durchführung mit dem Ziel, Kapazitäten auch in Süd-Nord-Richtung zu schaffen. Auch dieser Aspekt verdeutlicht ein gewisses Maß an Komplexität dieser Leitung. Es soll noch im Laufe des Jahres 2020 eine Deodorierungsanlage in Betrieb gehen, die neben dem Import von Erdgas von Norden (Niederlande, Norwegen) nun auch der Import aus dem Süden (Italien, Schweiz, Frankreich) nach Deutschland ermöglicht. Dies diene der bedarfsgerechten Flexibilisierung der Erdgasimporte und ziele neben der Diversifizierung der Gasmärkte insbesondere darauf ab, die Versorgungssicherheit von Baden-Württemberg mit Erdgas zu gewährleisten und die „L-/H-Gasumstellung“ in Nordwestdeutschland durch zusätzliche Importe nach Südwestdeutschland zu unterstützen. Diese Aspekte zeigen, dass auch bei einer Leitung wie der TENP nicht von einer reinen Transitleitung gesprochen werden kann. Zudem vermarktet auch die Open Grid Europe GmbH auf der TENP unter anderem FZK.
- 410 Auch die GRTgaz Deutschland GmbH vermarktet zwar auf der MEGAL einen hohen Anteil an bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten (ca. 52 %). 38 % der prognostizierten Buchungen

entfallen auf FZK. Jedoch zeigt dies gleichzeitig auch, dass hier ein nicht unerheblicher Teil der festen Kapazitäten frei im Marktgebiet zuordenbar ist. Bezüglich der aktuellen, tatsächlichen Nutzung der bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte auf der MEGAL hat die Beschlusskammer anlässlich der tiefgreifenden Diskussionen im Rahmen der gerichtlichen Verfahren gegen die Festlegung REGENT-NCG (Beschluss vom 29.03.2019, BK9-18/610-NCG) weitergehende Analysen auf Basis von öffentlichen Daten der GRTgaz Deutschland GmbH durchgeführt. Hierbei wurde festgestellt, dass die Nutzung der DZK-Produkte mitnichten ausschließlich innerhalb des festen Anteils im Sinne einer Punkt-zu-Punkt Verbindung erfolgt, sondern vielmehr regelmäßig und in erheblichen Teilen für Transporte zu anderen Punkten des Marktgebiets (unter Nutzung weiterer Infrastrukturen anderer Netzbetreiber) in Anspruch genommen wird. Bezüglich des Kopplungspunktes Waidhaus wurde festgestellt, dass ein überwiegender Teil der Einspeisungen an diesem Kopplungspunkt (bezogen auf sogenannte Altverträge, die noch nicht auf den VIP entfallen) im Zeitraum vom Januar 2019 bis zum Mai 2020 allein mit dem Netz der GRTgaz Deutschland GmbH nicht durchgeführt werden konnten. Diese Transporte wurden über Netze anderer Fernleitungsnetzbetreiber des Marktgebiets NCG weitertransportiert. Zudem vermarktet auch die Open Grid Europe GmbH auf der MEGAL unter anderem FZK.

- 411 Diese Umstände verdeutlichen damit, dass es so etwas wie reine Transitleitungen ohnehin nicht gibt und trotz der Anteile der bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte eine grundsätzliche Einbindung in das Marktgebiet besteht. Rückschlüsse dahingehend, dass das Marktgebiet als wenig komplex zu bewerten ist, lassen sich daraus nicht ableiten.
- 412 Sofern auf der Leitung OPAL von den Fernleitungsnetzbetreibern OPAL Gastransport GmbH & Co. KG sowie Lubmin-Brandov Gastransport GmbH keine frei zuordenbaren Kapazitäten vermarktet werden, ist dies ein Sonderfall, der auch mit der weitgehenden Ausnahmegenehmigung nach § 28a EnWG der Leitung zusammenhängt. Das heißt, dass die Punkt-zu-Punkt erfolgende Transitverbindung hier ohnehin von der Regulierung ausgenommen ist. Beide Fernleitungsnetzbetreiber bieten auf der OPAL ausschließlich DZK für den Einspeisepunkt Lubmin mit einer Nutzungsbeschränkung an (DZK). Die Nutzung ist durch die Übernahmemöglichkeit der in Groß Körös angrenzenden Fernleitungsnetze der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber GASCADE Gastransport GmbH und ONTRAS – VNG Gastransport GmbH beschränkt, so dass auch dieser Umstand von einer Einbindung in das Marktgebiet zeugt.
- 413 Zum 01.01.2020 hat zudem die EUGAL den Betrieb aufgenommen. Die Leitung verläuft parallel zur OPAL und ist zur Überzeugung der Beschlusskammer ebenso hinreichend in das Marktgebiet eingebunden. Bereits die Struktur der Eigner der Leitung bestehend aus den Fernleitungsnetzbetreibern GASCADE Gastransport GmbH, Fluxys Deutschland GmbH, Gasunie



Deutschland Transport Services GmbH sowie ONTRAS Gastransport GmbH spricht dafür. Zudem heißt es auch in der Eigendarstellung der GASCADE Gastransport GmbH bzw. auf der Homepage der EUGAL unter der Fragestellung „Wird die EUGAL eine reine Transitleitung sein?“, „EUGAL schließt bestehende Lücken bei Erdgasbedarf und -transport und sorgt so dafür, dass das deutsche und europäische Erdgasnetz robuster und flexibler wird. Eine verlässliche Energiedrehscheibe mitten in Europa. Durch die direkte Anbindung an die bestehenden Ferngasleitungen JAGAL und NEL sowie die indirekte Anbindung an die NETRA ermöglicht die EUGAL den flexiblen Erdgastransport innerhalb Deutschlands in alle Richtungen, so dass Netzstabilität und Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa deutlich erhöht werden.“ (Darstellung auf der Internetseite der EUGAL).

- 414 Bezüglich der auf der EUGAL vermarkteten DZK wurde zwar im Zuge der Konsultation vorgetragen, dass diese lediglich im Rahmen der Zuordnungsaufgabe genutzt werde. Als Nachweis wurde hier jedoch lediglich auf die entsprechenden ergänzenden Geschäftsbedingungen verwiesen, in denen die Zuordnungsaufgabe abstrakt festgehalten werden. Inwiefern hiermit der Nachweis gelingen soll, dass die Produkte lediglich innerhalb der Zuordnungsaufgabe verwendet werden, ist nicht ersichtlich.
- 415 Dass die Nutzung der vermarkteten DZK-Produkte entlang der EUGAL wenig über die tatsächliche technische Einbindung/Integration der Leitung ins Marktgebiet aussagt, wird auch durch die im Internet veröffentlichten Nutzungs- und Flusdaten belegt. Die Einspeisekapazitäten am Einspeisepunkt Lubmin II werden seit Inbetriebnahme Anfang 2020 überwiegend vollständig nominiert, obwohl die Nord Stream 2, welche für den Antransport dieser Gasmengen erforderlich ist, noch gar nicht fertiggestellt ist. Daher sind zwar Nominierungen beim Einspeisepunkt veröffentlicht, die technischen Flusdaten weisen hingegen eine Null auf. Diese kommerzielle Nutzung der EUGAL-Leitung ist gegenwärtig nur möglich, da sie – wie oben beschrieben – mit anderen Leitungen des Marktgebiets verbunden ist. Nur damit wurde es den Netzbetreibern möglich, die nominierten Transportwünsche unter Nutzung von sogenannten Gasswaps und Leitungen anderer Fernleitungsnetzbetreiber anzutransportieren und innerdeutsch – nach dem Einspeisepunkt Lubmin II – in die EUGAL einzuspeisen und über die EUGAL nach Tschechien weiter zu transportieren. Zugangsseitig ist die Ermöglichung der Transporte – trotz fehlender Nord Stream 2-Leitung – sehr zu begrüßen. Ansonsten müssten die Fernleitungsnetzbetreiber sämtliche einspeiseseitigen Transportwünsche unterbrechen. Allerdings ist es dann auch gerechtfertigt, dass die Ermöglichung von Transporten auf der EUGAL technisch über die teilweise Nutzung anderer Leitungssysteme als der EUGAL entgeltseitig mitberücksichtigt wird.

### **(iii) Ausgestaltung der bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte**

- 416 Losgelöst von diesen fallspezifischen Erwägungen sprechen auch allgemeine Aspekte dafür, dass sich aus dem Vorhandensein oder dem Anteil von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten keine eindeutigen Rückschlüsse entgegen der Komplexität des Marktgebiets ableiten lassen. So besteht nach Tenorziffer 1 a) aa) (3) des Beschlusses BK7-18-052 (KASPAR) vom 10.10.2019 ab dem 01.10.2021 bei all diesen Produkten zumindest ein unterbrechbarer Zugang zum virtuellen Handelspunkt. In Verbindung mit den historisch betrachtet sehr geringen Unterbrechungen in den Marktgebieten (siehe Anlage I der Festlegung BK9-19/612 für die Unterbrechungswahrscheinlichkeit an Kopplungspunkten) ergibt sich daraus, dass selbst bei bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten wie DZK eine Einbindung in das Marktgebiet besteht.
- 417 Sofern bei Kapazitätsprodukten in Form von bFZK die Festigkeit an die Nachfrage bzw. den Durchfluss (konkret durch bestimmte Temperaturen oder Druckverhältnisse) im Netz gebunden ist, spricht dies auch eher für komplexe als für simple Netzstrukturen.

### **(iv) Abschließende Bewertung der bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte**

- 418 Abschließend lässt sich damit sagen, dass der Anteil von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten kein Faktor ist, der gegen die Komplexität der Fernleitungsnetze und damit gegen die Referenzpreismethode einer einheitlichen Briefmarke spricht. Vielmehr können sie sogar Ausdruck von Komplexität sein. Offensichtlich ist dies im Falle der bFZK, welche gerade nicht an einen bestimmten Transportpfad gekoppelt sind, sondern für beliebige Verbindungen genutzt werden können und lediglich durch Bedingungen wie z.B. die Temperatur eingeschränkt sind. Aber auch ein DZK-Produkt mit einer festen Punkt-zu-Punkt-Verbindung bietet durch seinen unterbrechbaren Zugang zum virtuellen Handelspunkt ein hohes Maß an Flexibilität und ist somit ein Indikator für ein hohes Maß an Vermaschung. Anders wäre es allenfalls, wenn DZK-Produkte abseits ihres festen Produktbestandteils regelmäßig unterbrochen werden müssten; eben dies zeigen die historischen Unterbrechungsdaten aber gerade nicht.

### **(5) Vergleich der deutschen Fernleitungsnetze mit anderen europäischen Systemen**

- 419 Im Rahmen der Konsultation wurde kontrovers erörtert, inwiefern aus den Verhältnissen in anderen Mitgliedstaaten, die die Verordnung (EU) 2017/460 umgesetzt haben, Rückschlüsse gezogen werden können.
- 420 Soweit einige wenige andere Mitgliedstaaten einen Ansatz verfolgen, der sich um eine Trennung zwischen den Kosten für die systemübergreifende und die systeminterne Nutzung bemüht, sagt dies erstens nicht viel über die Situation in Deutschland aus, da in anderen Staaten andere Netzstrukturen vorliegen, die sich möglicherweise einfacher differenzieren lassen als das

komplexe und vermaschte deutsche Fernleitungsnetz. Zweitens bedeutet es nicht, dass dieses Vorgehen mit dem der Verordnung (EU) 2017/460 vereinbar wäre.

- 421 So wurde in dem im Rahmen der Konsultation vorgebrachten französischen Beispiel ein regionales Netzwerk ausgegliedert und einer separaten Bepreisung in Form eines Systemdienstleistungsentgelts i.S.d. Art. 4 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 unterworfen. In ihrer Stellungnahme hierzu hat ACER richtigerweise kritisiert, dass eine solche Ausgliederung unzulässig ist, da auch diese Regionalnetzwerke Transportdienstleistungen erbringen. ACER empfiehlt daher, diese Netze entweder als Verteilernetze einzustufen oder ihre Nutzung mit Fernleitungsdienstleistungsentgelten i.S.d. Art. 4 Abs. 2 NC TAR zu tarifieren, wobei dann im gesamten Fernleitungsnetz dieselbe Referenzpreismethode zum Einsatz zu kommen hat (vgl. ACER, Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for France, S. 19 f.).
- 422 Im ebenfalls genannten italienischen Beispiel ist anders als im deutschen Netz von Rechts wegen eine eindeutige Unterscheidbarkeit zwischen Fernleitungsnetzen mit nationaler Bedeutung und Fernleitungsnetzen mit regionaler Bedeutung gegeben. Dort werden diese Netztypen – anders als hierzulande – im nationalen Recht vorgegeben und einer unterschiedlichen, regulatorischen Behandlung unterworfen. Die Leitungen, die zum regionalen Transportnetzwerk („Rete Regionale Gasdotti“) zu zählen sind, werden von der italienischen Regierung durch Art. 2 des Ministerial Decree vom 29.09.2005, das auf der Grundlage des Legislative Decree 164/00 erging, abschließend definiert (vgl. ACER, Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Italy, S. 6, Fn. 8). Das deutsche System kennt keine vergleichbare Netzkategorie.
- 423 Ein gegenteiliges Beispiel sind die Niederlande, deren Fernleitungsnetz sich zwar in einen Hochdruckbereich (HTL) und einen Mitteldruckbereich (RTL) unterteilen lässt. Obwohl die angeblich fehlende Vergleichbarkeit beider Netzsegmente im Konsultationsverfahren problematisiert wurde, (ACM, Decision ACM/UIT/506830 vom 10.12.2018, S. 62 f.) hat die niederländische Regulierungsbehörde jedoch für das gesamte System eine einheitliche Briefmarke festgelegt. ACER hat festgestellt, dass diese Methode alle Anforderungen von Art. 7 der Verordnung (EU) 2017/460 erfüllt (vgl. ACER, Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for the Netherlands, S. 6 ff.).
- 424 Vor dem Hintergrund dieser Feststellungen können aus der Umsetzung in anderen Mitgliedstaaten keine Schlussfolgerungen für die deutsche Netzsituation gezogen werden.

#### **(6) Vergleich der Entgelte der Quartale 1 bis 3 und des Quartals 4 des Jahres 2021**

- 425 Für die beiden gegenwärtig bestehenden Marktgebiete haben die Fernleitungsnetzbetreiber nunmehr die Referenzpreise für die ersten drei Quartale des Jahres 2021 veröffentlicht. Für das

Marktgebiet GASPOOL wurde ein Referenzpreis in Höhe von 3,32 €/kWh/h/a, für das Marktgebiet NetConnect Germany in Höhe von 3,77 €/kWh/h/a veröffentlicht. Der in der Anlage 1 dieses Beschlusses dargestellte indikative Referenzpreis für das neue deutschlandweite Marktgebiet liegt mit 3,67 €/kWh/h/a innerhalb der Spannbreite der beiden veröffentlichten Referenzpreise. Allerdings beinhaltet dieser Referenzpreis bereits die Effekte, welche sich aus einer höheren Rabattierung unterbrechbarer Kapazitäten (uFZK) bzw. möglichen höheren Rabattierung von Kapazitätsprodukten mit unterbrechbaren Anteilen (bFZK und DZK) im H-Gas-Bereich ergeben, wie auch bereits unter Abschnitt B.I.3 erläutert. Sachgerechter für den hier vorgenommenen Vergleich ist hingegen die indikative Bestimmung des Referenzpreises ohne die Effekte der möglichen höheren Rabattierung von bFZK, DZK und uFZK im H-Gas-Bereich. Für die nunmehr veröffentlichten Referenzpreise der beiden gegenwärtigen Marktgebiete besteht keine Möglichkeit einer höheren Rabattierung. Der um den Effekt einer solchen höheren Rabattierung von bFZK, DZK und uFZK im H-Gas-Bereich bereinigte indikative Referenzpreis betrage 3,53 €/kWh/h/a für das deutschlandweite Marktgebiet ab dem 01.10.2021. Eine kapazitätsgewichtete Mittelung der für das Jahr 2021 veröffentlichten Entgelte für den Zeitraum bis zur Marktgebietszusammenlegung ergibt ebenfalls 3,53 €/kWh/a (für die ersten drei Quartale des Jahres 2021). Dies zeigt, dass an den wegfallenden Marktgebietsübergangspunkten nur in äußerst geringem Umfang Kapazitäten vermarktet wurden, so dass sich durch die Marktgebietszusammenlegung keine nennenswerte Auswirkung auf den gemittelten Referenzpreis ergibt. Bezüglich des Referenzpreises, der von den Fernleitungsnetzbetreiber für das vierte Quartal 2021 tatsächlich veröffentlicht werden wird, wird auf die Ausführungen unter Abschnitt B.I.3 verwiesen.

426 Etwaige Schwankungen des Referenzpreises können sich naturgemäß auch aus anderen Effekten im Rahmen der zulässigen Erlöse und der angesetzten Kapazitätsprognosen ergeben (siehe hierzu auch den Abschnitt B.I.5.d)).

## **(7) Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke**

427 Vor dem Hintergrund der Feststellungen unter den Ziffern (1) bis (6) ist die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke im Vergleich zu anderen Referenzpreismethoden zu bewerten.

### **(i) Bedeutung des Entry-Exit-Systems**

428 Zunächst ist festzuhalten, dass im bestehenden Entry-Exit-System von Transportpfaden unabhängige Entgelte erhoben werden müssen, vgl. Art. 13 der Verordnung (EG) 715/2009. 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 nicht zutreffend, 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.

429 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 Kontraktpfaden, indem sie die Distanzen 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.

430 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 Ausspeiseite besteht bei Produkten, für die die Referenzpreismethode unmittelbar Wirkung entfaltet, das verbrieftete Recht, im Zweifel das Gas am liquiden, virtuellen Handelspunkt zu beschaffen.

## **(ii) Weitergehende Kostenzuordnungen**

- 431 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 allokatieren. Vielmehr erfolgt ein pauschalierender Ansatz ausgehend von den Erlösbergrenzen 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 ausführlich in den Abschnitt B.I.5.b)(8) bzw. B.I.5.b)(9) erörtert.
- 432 Die Referenzpreismethode 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.
- 433 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 Handlungspunktes nicht gewährleistet ist, ist ein entsprechender Abschlag auf das Entgelt sachgerecht. Diese Aspekte

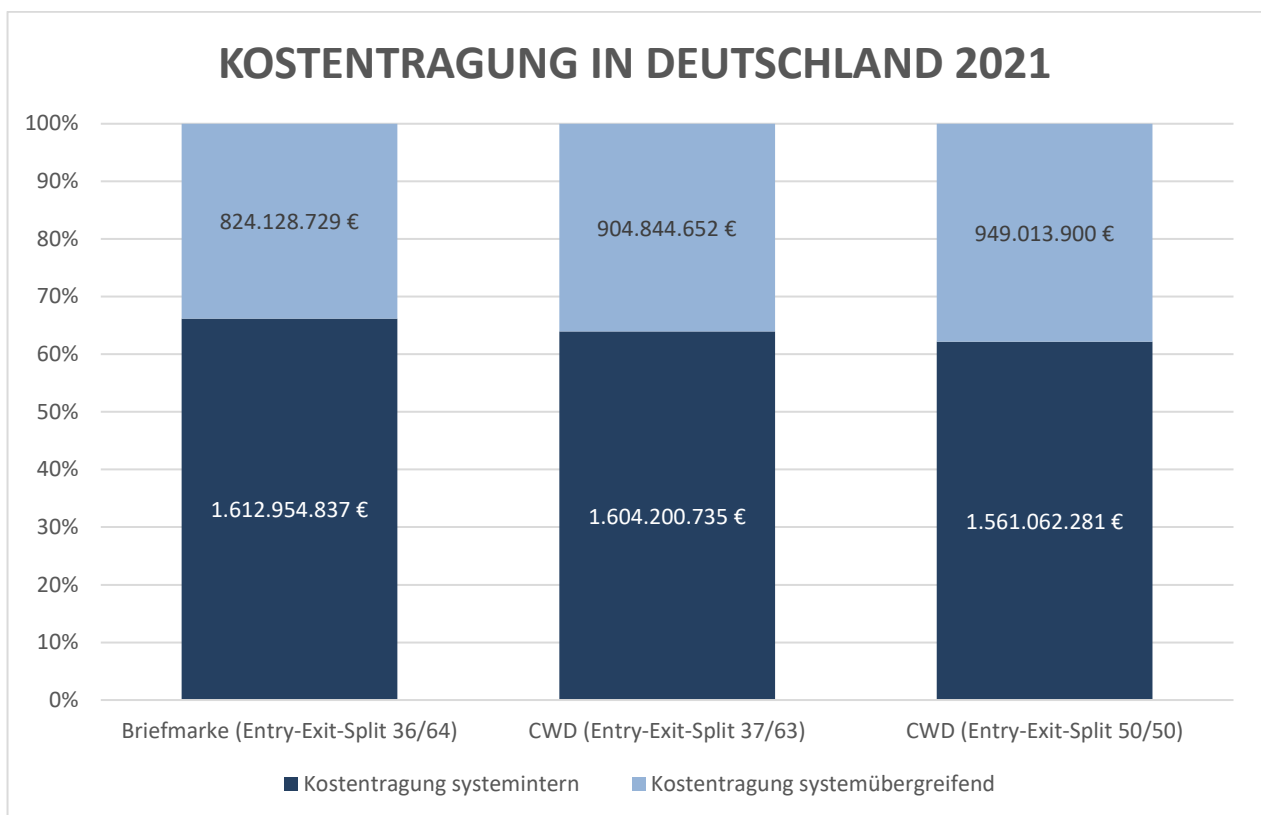
liegen zwar außerhalb der Referenzpreismethode. Sie zeigen jedoch, dass die Frage der Kostenverursachungsgerechtigkeit im Gesamtsystem der Entgeltbildung auch bei einer netzbetreiberübergreifenden Briefmarke erfüllt wird.

- 434 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 Ausgangsdruck außer Acht gelassen werden. Somit besteht die Gefahr einer Übergewichtung des Kostentreibers der Distanz im Vergleich zu anderen potentiellen Kostentreibern.
- 435 Insbesondere bei Betrachtung des Handels über den virtuellen Handlungspunkt 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 Handlungspunkt gewährleistet ist. Zur Überzeugung der Beschlusskammer kann diesem Aspekt nicht pauschal entgegengehalten werden, dass es unterschiedliche Tarife für den Zugang zum virtuellen Handlungspunkt geben müsste. Dies kann in Fernleitungssystemen angebracht sein, bei denen aufgrund von stabilen Flüssen und klaren Aufkommensquellen näherungsweise bestimmt werden kann, wo ein virtueller Handlungspunkt 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 Handlungspunkt zu geringeren oder höheren Kosten ermöglicht.
- 436 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 Netz-  
nutzung**

437 Im Zuge der Konsultation 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 und der Anteil des Inlandsverbrauchs am gesamten, über das deutsche Fernleitungsnetz abgewickelten Gastransports bei Betrachtung der Gasmengen (nicht der Kapazitätsbuchungen) bei jeweils etwa 50 % liegen. Finanziert wird das gesamtdeutsche Fernleitungsnetz aber zu ca. zwei Dritteln von den Inlandskunden (systeminterne Netznutzung), auf welche somit etwa doppelt so viele Kosten allokiert werden wie auf Transiteure (systemübergreifende Netznutzung). Dies lässt sich den folgenden Säulendiagrammen entnehmen. Dargestellt wird die Kostentragung bei Anwendung der einheitlichen Briefmarke mit einem kapazitätsgewichteten Entry-Exit-Split und bei Anwendung der kapazitätsgewichteten Distanz (CWD), wiederum zum einen mit dem kapazitätsgewichteten Entry-Exit-Split und zum anderen mit dem Standard-Entry-Exit-Split von 50/50. Die Angaben mit Bezug zur kapazitätsgewichteten Distanz beruhen auf der Datenbasis zum Konsultationszeitpunkt.

438 *Abbildung 22*



439 Wie sich der Darstellung entnehmen lässt, liegt bei der Anwendung der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke der Anteil der systeminternen Nutzung an der Kostentragung im Jahr



2021 bei indikativen 66 %. Auffällig ist, dass sich bei Anwendung der nach Art. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 als Standardmethode vorgesehenen Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz eine ganz ähnliche Kostenallokation ergäbe. Die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke stellt die systemübergreifende Netznutzung sogar noch etwas günstiger als es die Methode der kapazitätsgewichteten Distanz täte. Diese Verteilung der Kostentragung ist ein gewichtiger Aspekt, der bei der Bewertung der Referenzpreismethoden zu berücksichtigen ist, denn hierbei muss eine Abwägungsentscheidung erfolgen, die auch das Gesamtsystem aus Netznutzung und Erlösen in den Blick nimmt.

440 Ergänzend kommt hinzu, dass das spezifische Entgelt für die systemübergreifende Netznutzung im Ergebnis im Durchschnitt erheblich geringer ist als das Entgelt für eine systeminterne Netznutzung. 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. Aus den unterschiedlichen Zuordnungsvarianten der Speicherzuordnung wird deutlich, dass das so ermittelte Durchschnittsentgelt auf Grund des hohen Speicherrabatts stark abgesenkt wird. Der Vergleich der Durchschnittsentgelte bei 100%iger Exit-Speicherzuordnung zur systeminternen Nutzung bzw. der Durchschnittswerte bei 100%iger Exit-Speicherzuordnung zur systemübergreifender Nutzung verdeutlicht diesen Aspekt anschaulich und erklärt die im Vergleich zum Referenzpreis geringeren Durchschnittsentgelte. In der Variante der anteiligen Zuordnung der Kapazitätsbuchungen an Speicheranlagen beträgt das Durchschnittsentgelt für die systemübergreifende Netznutzung bei einer einheitlichen Briefmarke nur 3,03 € pro kWh/h/a, während das Durchschnittsentgelt für die systeminterne Netznutzung 3,35 € pro kWh/h/a beträgt.

#### **(iv) Einspeiseprivileg für Biogas und Gas aus PtG-Anlagen**

441 Auch das Einspeiseprivileg für Biogas und Gas aus PtG-Anlagen steht der Verursachungsgerechtigkeit nicht entgegen, sondern ist der Komplexität des Fernleitungsnetzes und den Folgewirkungen entsprechender Einspeisungen ins Fernleitungsnetz geschuldet. Durch die dezentrale inländische Einspeisung eines Erdgasäquivalents wird das Netz entlastet, da die entsprechenden Mengen nicht mehr aus ausländischen Quellen importiert werden müssen. Die Einspeisung erfolgt räumlich näher am Verbrauch, der Transportbedarf sinkt also. Hieraus resultiert eine Kostenreduktion, die den entsprechenden Einspeisepunkten direkt zugeordnet werden kann. Zudem werden die Kosten für die zur Einspeisung verwendete technische Infrastruktur beim Biogas anders als bei anderen Einspeisepunkten nicht über die der Referenzpreismethode unterfallenden Fernleitungsentgelte, sondern über die Biogasumlage abgedeckt. Netzkunden, die Biogas transportieren, werden also nicht vollständig von den Kosten der Einspeisung befreit, sondern zahlen diese zumindest anteilig über die bei der Ausspeisung zu

entrichtende Biogasumlage. Es ist somit verursachungsgerecht, diese Punkte von Einspeiseentgelten zu befreien. Ferner sieht die Beschlusskammer eine netzdienliche und kostenreduzierende Wirkung bei Wasserstoff, welcher durch Wasserelektrolyse erzeugt wird, und auf Gas, welches durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist. Die Beschlusskammer hält daran fest, bei derartigen Technologien eine Entgeltbefreiung vorzunehmen. Sofern in der Zukunft weitere Technologien ähnliche Effekte aufweisen und gegebenenfalls auch aus klimapolitischen Erwägungen eine Entgeltbefreiung angebracht sein könnte, steht es den Marktteilnehmern frei, derartige Aspekte im Zuge der künftigen Konsultationsverfahren, welche ohnehin regelmäßig zu erfolgen haben, vorzutragen. Eine allgemeine, technologieoffene Regelung birgt hingegen die Gefahr, dass Sachverhalte hierunter subsumiert werden, bei denen eine Entgeltbefreiung nicht gerechtfertigt ist. Im Zuge einer spezifisch festzulegenden Referenzpreismethode hält die Beschlusskammer abstrakte Ausnahmen von ebendieser für nicht sachgerecht.

442 Um die Auswirkungen dieser Entgeltbefreiung auch in Zukunft bei einer Steigerung des Anteils dieser Technologien berücksichtigen zu können, sieht die Berichtspflicht zum Mengenrisiko einen entsprechenden Teil zu entgangenen Erlösen aus diesem Ausnahmetatbestand vor.

#### **(v) Bewertung der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke**

443 Somit lässt sich festhalten, dass die Referenzpreismethode der Briefmarke die zur Erbringung der Fernleitungsdienstleistung tatsächlich entstandenen Kosten ausreichend Rechnung trägt und dabei die Komplexität der 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 vorgetragenen, geringeren Stückkosten bei höheren Leitungsdurchmessern und Drücken vor dem Hintergrund der analysierten weiteren Effekte etwa in Bezug auf Leerstandskosten und Distanzen nicht gerechtfertigt. Ebenso rechtfertigen die Befunde zu regionalen Netzen in Abschnitt B.I.5.b)(3) keine abweichende Bewertung. 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.

#### **(8) Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke**

444 Mit der vorgeschlagenen Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke wird der Versuch unternommen, den tatsächlich entstandenen Kosten der Kapazitätsbuchungen unter Berücksichtigung der Komplexität der Fernleitungsnetze durch eine Ausdifferenzierung besser Rechnung zu tragen. Dabei erfolgt die Annahme, dass die systemübergreifende Netznutzung

geringere Kosten verursache und dementsprechend bereits im Grundsatz geringer zu bepreisen sei als die systeminterne Netznutzung. Hierfür wird im Wesentlichen darauf abgestellt, dass für systemübergreifende Flüsse kostengünstigere Leitungssysteme relevant seien.

- 445 Diesbezüglich ist bereits fraglich, ob diese Annahme uneingeschränkt Geltung hat. Die Grundannahme hierzu ist, dass bei statischer Betrachtung einer Leitung mit größerem Durchmesser in Verbindung mit der Unterstellung, diese Leitung werde für die systemübergreifende Netznutzung verwendet, die Kosten pro Kapazitätseinheit geringer ausfallen, als bei Betrachtung von Leitungen mit geringerem Durchmesser oder bei Betrachtung eines komplexeren Leitungssystems im Fernleitungsbereich mit auch verteiler Funktion. Diese Herangehensweise lässt aber außer Acht, dass in einem komplexen Ein- und Ausspeisesystem mit einer Vielzahl von kooperierenden Fernleitungsnetzbetreibern stets auch eine gewisse Leistungserbringung der Fernleitungsnetzbetreiber untereinander erfolgt.
- 446 Bereits die Unterstellung, dass es so etwas wie eine idealtypische systemübergreifende Netznutzung gibt, ist zweifelhaft. Ungeachtet der Regelungen in Art. 3 S. 2 Nr. 8 und 9 der Verordnung (EU) 2017/460 zur Definition der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung und der daran anknüpfenden Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 ist zu bezweifeln, ob eine solche Zuordnung in einem Ein- und Ausspeisesystem zweifelsfrei möglich ist. Die Regelung des Art. 5 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 zeigt, dass die Abgrenzung insbesondere auf der Einspeiseseite nur mit Hilfe von grob pauschalierenden Annahmen möglich ist.
- 447 Der Erwägungsgrund Nr. 3 der Verordnung (EU) 2017/460 stellt in diesem Zusammenhang auch klar, dass 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 sind, da die Netznutzer Ein- und Ausspeisekapazitäten getrennt kontrahieren und Gas zwischen beliebigen Ein- und Ausspeisepunkten transportieren lassen können. Hierbei sollten auch nicht von möglichen bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten mit Zuordnungsaufgaben wie DZK Rückschlüsse auf die Referenzpreismethode gezogen werden, denn diese ermittelt den Referenzpreis für ein verbindliches Kapazitätsprodukt ohne jegliche Zuordnungsaufgaben. Vielmehr sind diese Zuordnungsaufgaben gesondert bei der Festsetzung der Fernleitungsentgelte nach Art. 4 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 zu berücksichtigen und ein sachgerechter Rabatt auf den Referenzpreis zu gewähren. Zudem erlauben DZK-Produkte neben dem festen Punkt-zu-Punkt Zugang einen unterbrechbaren Zugang zum VHP, so dass hier prinzipiell kein idealtypischer Transitfluss unterstellt werden kann.
- 448 Innerhalb der vorgeschlagenen Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke zeigt sich sodann auch, dass die angepeilte Kostenzuordnung nur sehr beschränkt praktiziert werden soll. Die Begründung der vier aufgezeigten Punkttypen beschränkt sich im Wesentlichen

darauf, dass die Ausspeisepunkte in Form von Grenzübergangspunkten eine Gruppe bilden müssten, da der grenzüberschreitende Transport eine andere Kostenstruktur aufweise. Allein dies kann jedoch nicht die abschließende Entscheidungsgrundlage für die Zuordnung aller vier Punkttypen sein. So wäre auch zu erörtern, inwiefern die Zuordnung zu den drei übrigen Gruppen sachgerecht anhand von typischen Kosten erfolgen kann. Der Vorschlag der netzpunkttypspezifischen Briefmarke legt die übrigen Gruppen von Punkttypen fest, ohne jedoch ebendies zu begründen.

- 449 Die Beschlusskammer ist überzeugt, dass die Kostenzuordnung per Kapazitätsbuchung bei der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke jedenfalls auf dieser Ebene eine sachgerechte Zuordnung der tatsächlich entstandenen Kosten darstellt. Von diesem Grundsatz abweichende pauschale Belastungen und Entlastungen einzelner Punkttypen erachtet die Beschlusskammer für begründungspflichtig und sieht nach dem Vorbringen im Rahmen der bisherigen Konsultationen keine hinreichende Grundlage dafür, von der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke abzuweichen.
- 450 Bereits im Ansatz ist dem Vorschlag entgegen zu halten, dass mit der netzpunkttypspezifischen Briefmarke keine konsequente Verteilung von Kosten erfolgt. Denn letztlich werden keine Kosten den einzelnen Punkttypen zugeordnet, sondern Anteile an den Gesamtbuchungen. Sodann würden sich bei einer Verschiebung der Buchungsanteile in den Folgejahren die entsprechenden Entgelte abändern, wobei jedoch der eigentliche Kostenanteil unverändert bleiben müsste. Es bliebe jedoch unklar, wieso sich beispielsweise im Rahmen einer methodischen Kostenzuordnung bei höheren oder geringeren Transitbuchungen der Kostenblock für den Transit verändern sollte. Dieser Umstand kann der einheitlichen Briefmarke nicht entgegengehalten werden, da bei dieser anhand der Buchungen lediglich der Gesamtkostenblock gleichmäßig und diskriminierungsfrei verteilt wird.
- 451 Da bei der netzpunkttypspezifischen Briefmarke eine Verteilung der Kosten anhand der Kapazitätsprognosen erfolgt, entsteht auch grundsätzlich ein Einfallstor für eine unsachgerechte Kostenverteilung. So ist es nicht auszuschließen, dass beispielsweise die Prognose an den Kopplungspunkten zu gering angesetzt wird mit der Folge, dass an den Kopplungspunkten ein höherer Referenzpreis errechnet wird. Die entstehenden Mehrerlöse müssten in den Folgejahren auch an inländischen Punkten ausgeschüttet werden. Dies würde zu einer unsachgemäßen Verschiebung der Erlöse zu Gunsten der inländischen Punkte führen. Hingegen haben Fehlprognosen bei einer einheitlichen Briefmarke stets nur Mehr- und Mindererlöse zur Folge, die gleichmäßig über das Regulierungskonto ausgeglichen werden.
- 452 Daneben wirft die vorgeschlagene Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke Folgefragen mit Bezug zur Kostenzuordnung auf. So sind in einer Vielzahl von Fällen Letztverbraucher oder nachgelagerte Netzbetreiber an großen Leitungen angeschlossen, die

auch Transitzwecke erfüllen und die gemäß dem Vorschlag als besonders kostengünstig angesehen werden. Trotzdem müssten diese Letztverbraucher und nachgelagerten Netzbetreiber gemäß dem Vorschlag der netzpunkttypspezifischen Briefmarke erhöhte Entgelte entrichten. Einen sachlichen Grund hierfür gäbe es jedoch nicht.

- 453 Letztlich ergibt sich aus der vorgeschlagenen Methode eine Entgelt differenzierung anhand der Eigentumsstrukturen der Fernleitungsnetzbetreiber, die mit unterschiedlichen Kosten jeweils von den Kapazitäten her unterschiedliche Anteile an den einzelnen Punkttypen haben. Hierin kann die Beschlusskammer keinen Ansatz erkennen, der verursachungsgerechter wäre als eine einheitliche Briefmarke.
- 454 Ein weiterer Aspekt ist die Zuordnung von Mindererlösen durch Abschläge auf den Referenzpreis. Während bei der Referenzpreismethode der Briefmarke über Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 diese Mindererlöse etwa aufgrund von Rabatten für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte entsprechend der einheitlich anzuwendenden Referenzpreismethode auf alle Punkte umgelegt werden, sollen diese bei der vorgeschlagenen Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen Briefmarke eben nicht innerhalb der Gruppen verbleiben, sondern auch von anderen Punkttypen getragen werden. Hier bleibt unklar, wieso eine einmal durchgeführte Kostenzuordnung wieder durchbrochen werden sollte. Für den Fall von Speicheranlagen lässt sich dies insofern argumentieren, als dass diese den Abschlag nach Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 logisch betrachtet nicht selbst tragen können. Für den Fall von beispielsweise Ausspeisepunkten in Form von Grenzübergangspunkten ist dies jedoch nicht ohne weiteres ersichtlich.
- 455 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.

#### **(9) Funktionsspezifische Briefmarke anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben**

- 456 Die Referenzpreismethode der funktionsspezifischen Briefmarke anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben stellt einen Versuch dar, die Defizite der Referenzpreismethode der netzpunkttypspezifischen 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.

457 Das Grundproblem, dass Transportleistungen in einem integrierten Marktgebiet auch unter Rückgriff auf die Systeme anderer Fernleitungsnetzbetreiber erbracht werden und die Identifikation der für die Erbringung einer bestimmten Leistung tatsächlich benutzten Infrastruktur faktisch nahezu unmöglich ist, wird auch durch die Untersuchungen im Gutachten nicht gelöst. Der vermutete Zusammenhang von hohem Leitungsdurchmesser und hoher Verdichterleistung mit einer überwiegend systemübergreifenden Netzfunktion lässt abermals außer Acht, dass die Fernleitungsnetzbetreiber mit entsprechend geprägten Transportsystemen ihre Leistungen nicht isoliert von den Leitungen der anderen Fernleitungsnetzbetreiber erbringen. Zieht man zur Bestimmung der Kosten der systemübergreifenden Netznutzung bei einem bestimmten Fernleitungsnetzbetreiber wie vorgeschlagen einen gewissen Anteil seiner Erlösobergrenze heran, der wegen bestimmter Merkmale mit systemübergreifenden Transporten assoziiert wird, berücksichtigt man gerade nicht die Gesamtheit aller tatsächlich für den Transport notwendigen Kosten. Die Erlösobergrenze bildet nämlich nicht diejenigen Kosten ab, welche durch Leistungen der anderen Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet erbracht werden und nicht bzw. erst durch einen nicht unmittelbar auf die Erlösobergrenzen einwirkenden Ausgleichsmechanismus bepreist werden. Ob sich auch bei einer Betrachtung aller im Marktgebiet erforderlichen technischen Vorgänge zur Realisierung einer Einspeisung und einer korrespondierenden Ausspeisung ein Zusammenhang zwischen systemübergreifender Netznutzung und bestimmten technischen Merkmalen der Leitungssysteme zeigen würde, ist unklar und wegen der schon mehrfach erwähnten Komplexität der physikalischen Gasflüsse im Marktgebiet und deren Wechselwirkungen untereinander wohl auch nicht ermittelbar.

458 Diese grundlegenden Bewertungen hat die Beschlusskammer im Zuge der Konsultation ergänzt.

#### **(i) Grundannahmen von DNV GL**

459 Das im Rahmen der Konsultation vorgelegte Gutachten der DNV GL Energy Advisory GmbH versucht, die Fernleitungsnetzbetreiber in drei Gruppen einzuteilen, indem sie die einzelnen Bestandteile des Fernleitungsnetzes anhand bestimmter Strukturparameter entweder der einen oder der anderen Funktion zuordnet:

- Fernleitungsnetzbetreiber mit eher systemübergreifender Funktion

- Fernleitungsnetzbetreiber mit eher systeminterner Funktion und
- Fernleitungsnetzbetreiber mit gemischter Funktion.

- 460 So sollen Leitungen mit einem Durchmesser von mehr als 700 mm bzw. der Druckstufe HD4 der systemübergreifenden Netznutzung zugeordnet werden. Auch der Druckbereich HD3 könne jedoch systemübergreifend sein.
- 461 Das Grundproblem, dass Transportleistungen in einem integrierten Marktgebiet auch unter Rückgriff auf die Systeme anderer Fernleitungsnetzbetreiber erbracht werden und die Identifikation der für die Erbringung einer bestimmten Leistung tatsächlich benutzten Infrastruktur faktisch nahezu unmöglich ist, wird auch durch die Untersuchungen im Gutachten nicht gelöst. Der vermutete Zusammenhang von hohem Leitungsdurchmesser und hoher Druckstufe mit einer überwiegend systemübergreifenden Netzfunktion lässt abermals außer Acht, dass die Fernleitungsnetzbetreiber mit entsprechend geprägten Transportsystemen ihre Leistungen nicht isoliert von den Leitungen der anderen Fernleitungsnetzbetreiber erbringen. Ob sich auch bei einer Betrachtung aller im Marktgebiet erforderlichen technischen Vorgänge zur Realisierung einer Einspeisung und einer korrespondierenden Ausspeisung ein Zusammenhang zwischen systemübergreifender Netznutzung und bestimmten technischen Merkmalen der Leitungssysteme zeigen würde, ist unklar und wegen der Komplexität der physikalischen Gasflüsse im Marktgebiet und deren Wechselwirkungen untereinander wohl auch nicht ermittelbar. So wird sich z.B. kaum überprüfen lassen, ob Gas tatsächlich niemals unter Nutzung von Leitungen der Durchmesserklassen C bis G zu einem Grenzübergangspunkt transportiert wird.
- 462 Zudem würden bei der Betrachtung der Leitungskilometer der Durchmesserklassen A und B Leitungssysteme wie etwa das DEUDAN-System, welches Gastransporte durch Schleswig-Holstein nach Dänemark ermöglicht, nicht der systemübergreifenden Netznutzung zugeordnet. Daneben weisen auch die Leitungen der bayernets GmbH und Open Grid Europe GmbH (OGE) in Überackern an der österreichischen Grenze einen Innendurchmesser von unter 700 mm auf. Hinzu kommt bei OGE die Einspeiseleitung aus den Niederlanden in Oude Statenzijl, wo der Leitungsinwendurchmesser sogar unter 600 mm liegt. Leitungsdurchmesser zwischen 400 und 500 mm weisen die Leitungen der OGE nach Luxemburg in Remich sowie der Thyssengas und Gastransport Nord von den Niederlanden in Bocholtz bzw. Oude Statenzijl auf.
- 463 Eine Differenzierung allein nach Durchmesserklassen oder Druckstufen lässt zudem andere vom Gutachter genannte Parameter wie die Verdichterleistung oder die Kapazitäten von buch- bzw. bestellbaren Punkten außer Acht, obwohl vom Gutachten auch insoweit eine Aussagekraft über die Funktion der jeweiligen Infrastruktur behauptet wird. Sollen hingegen alle vorgeschlagenen Parameter mit einbezogen werden, wird der Maßstab für die Aufteilung der Erlösbergrenzen völlig unklar, da sich je nach Parameter ein anderes Verhältnis ergeben würde. Selbst bei

Betrachtung einzelner Parameter bestehen erhebliche Unklarheiten. Es erschließt sich nicht, wie eine Aufteilung nach Druckstufen vorgenommen werden soll, wenn die Druckstufe HD3 nach der Aussage des Gutachters beide Funktionen (systemintern und systemübergreifend) erfüllt.

464 Das vorgelegte Gutachten lässt in diesem Zusammenhang wesentliche Fragestellungen offen, die sich aus der behaupteten Trennbarkeit der Funktionen ergeben. Eine rein technische und abstrakte Trennung der Funktionen anhand der Durchmesserklassen oder Druckstufen würde hierbei negieren, dass die Funktionen in anderen Zusammenhängen von allen Fernleitungsnetzbetreibern wiederum gemeinsam betrachtet werden bzw. werden müssen. Aus dem Vorbringen des Gutachters erschließt sich nicht, wieso singulär bezogen auf Entgeltstrukturen eine funktionspezifische Trennung nach technischen Kriterien erfolgen sollte, wohingegen in allen anderen Prozessen eine gemeinsame, marktgebietsweite Betrachtung der gemeinsam betriebenen Infrastruktur erfolgt.

465 Auch ist keine Möglichkeit ersichtlich, den Ansatz zu korrigieren und auf Basis der Überlegungen geeignetere Indikatoren herauszuarbeiten. Dafür müsste in jedem Fall ein Weg gefunden werden, die für den systemübergreifenden Transport relevanten Leitungen von nur systemintern genutzten Leitungen zu unterscheiden, um sodann im zweiten Schritt Aussagen über typische technische Eigenschaften und Kosten beider Gruppen zu treffen. Ein solcher ist für die Beschlusskammer nach wie vor nicht erkennbar, wie insbesondere die Darlegungen zu Lastflussszenarien zeigen (siehe hierzu S. 79 f.)

466 Das Gutachten betrachtet die einzelnen Netzbetreiber je für sich und ignoriert, dass diese sich wie Mosaiksteine zu einem großen Ganzen zusammenfügen, dessen Funktion über die Funktionen der Einzelteile hinausreicht. Es liefert damit eine Analyse über die Kostenstrukturen der verschiedenen Fernleitungsnetzbetreiber, kann aber über die Kosten einer bestimmten, vom Marktgebiet erbrachten Transportleistung und damit über eine sachgerechte Bepreisung einzelner Ein- und Ausspeiskapazitäten keine brauchbare Aussage treffen.

#### **(ii) Trennbarkeit der Kosten im Hinblick auf die systeminterne und systemübergreifende Netznutzung**

467 Die Trennung der Kostenbestandteile der Erlösobergrenzen setzt mindestens einen Indikator voraus, anhand dessen sich die Funktion wenigstens einer signifikanten Teilmenge der Netzkomponenten nach systeminterner und systemübergreifender Netznutzung abgrenzen ließe. Ein dafür geeigneter Indikator ist aber nicht ersichtlich. Die im Gutachten vorgenommenen Analysen über die typischen Eigenschaften von Netzen mit Transitfunktion und solchen mit Verteilungsfunktion laufen ins Leere, weil wechselseitige Leistungen zwischen Fernleitungsnetzbetreibern ignoriert und statt Transportkosten die Kosten einzelner Fernleitungsnetzbetreiber betrachtet werden. Damit ist bereits die behauptete Korrelation



zwischen systemübergreifenden Transporten und bestimmten Infrastrukturmerkmalen ungesichert. Diese Hypothese sodann zum Ausgangspunkt für die Zuordnung aller nicht unmittelbar asset-bezogenen Kosten zu machen, kann allenfalls zu einer Scheinverursachungsgerechtigkeit führen.

- 468 Alle vorgeschlagenen Varianten der Aufteilung arbeiten mit einem pauschalen Ansatz, der anhand eines einzelnen Indikators die gesamte Kostenbasis in Form der Erlösobergrenzen der Fernleitungsnetzbetreiber zuordnen soll. Ob sich aus den vorgeschlagenen Indikatoren tatsächlich eine belastbare Aussage über den Anteil der systemübergreifenden Nutzung ableiten lässt, ist fraglich. Selbst wenn der gewählte Parameter für einzelne Kostenarten wie z.B. die kalkulatorischen Kosten in Form von kalkulatorischen Abschreibungen, kalkulatorischer Eigenkapitalverzinsung und kalkulatorischer Gewerbesteuer bei bestimmten Anlagengruppen wie z.B. Rohrleitungen einen geeigneten Aufteilungsmaßstab darstellen könnte, wäre ein solcher Aufteilungsmaßstab für große Teile der Erlösobergrenze nicht passend und würde stark pauschalierend wirken und zu nicht sachgerechten Ergebnissen führen.
- 469 Fände man nichtsdestotrotz eine geeignete Aufteilung der Infrastruktur und damit der Kapitalkosten, stellte sich die Frage nach der Aufteilung der übrigen Kosten z.B. für Lastflusszusagen, größeren Posten für die Wartung und Instandhaltung bei älteren Netzteilen oder den Verdichtereinsatz bzw. aller anderen Bestandteile der Erlösobergrenzen. Gerade Lastflusszusagen, also vertragliche Vereinbarungen mit Dritten zur Zusicherung bestimmter Lastflüsse (§ 9 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 GasNVZ), sind ein Paradebeispiel für Instrumente zur Umsetzung von Transportaufträgen, die vollständig von jedweder Infrastruktur entkoppelt sind und das Konzept eines isolierten Transitnetzes mit isolierten Kosten insgesamt in Frage stellen. Eine pauschale Übertragung eines Kapitalkostenschlüssels auf operative Kosten erscheint ebenfalls sehr fragwürdig. In der Regel entsprechen diese einander nicht, sondern korrelieren sogar negativ, da vor allem alte, weitgehend abgeschriebene Netze mit nur noch geringen Kapitalkosten besonders wartungsintensiv sind. Eine Aufteilung anhand solcher Parameter wäre bei der Erfassung der tatsächlichen Kosten somit alles andere als treffgenau und würde das Kriterium der Kostenverursachungsgerechtigkeit nicht erfüllen.

### **(iii) Betrachtung von Distanzen**

- 470 Soweit dem Gedankengang eines Transitnetzes und eines davon zu trennenden inländischen Versorgungsfernleitungsnetzes gefolgt wird, müsste im Hinblick auf unterschiedliche Distanzen hinterfragt werden, warum die nationalen Ausspeisungen prinzipiell mit höheren Kosten belastet werden sollen als Gastransite. Für die systeminterne Netznutzung besteht keine Notwendigkeit, die Netzinfrastruktur bis zur Landes- bzw. Marktgebietsgrenze auszubauen, an denen regelmäßig flusstechnische Ausspeisungen stattfinden (beispielsweise in Richtung Frankreich). Es wird

vielmehr regelmäßig auf einer viel kürzeren Strecke innerhalb des Marktgebiets ausgespeist. Daraus ließe sich ebenso gut ableiten, dass die interne Versorgung weniger Kosten verursacht. Diese Erwägungen zeigen, dass im Gutachten versucht wird, ein fiktives Transitnetz abzugrenzen, ohne dieses in irgendeiner Form im Hinblick auf die anzuwendende Referenzpreismethode zu bewerten. Es soll vielmehr die Referenzpreismethode auf das abstrakt abgegrenzte Transitnetz angewandt werden, ohne dass die Voraussetzungen hierfür dargelegt werden.

#### **(iv) Betrachtung von Auslastungsgraden**

- 471 Weiter liegt dem Gutachten der Gedankenfehler zugrunde, dass großdimensionierte Hochdruckleitungen angeblich lediglich aufgrund ihrer Transitfunktion niedrigere Stückkosten (vgl. zu dieser Begrifflichkeit bereits Abschnitte B.I.5.b)(2) sowie B.I.5.b)(3)) verursachen und diese der systemübergreifenden Nutzung zuzuordnen seien: Selbst wenn man unter Außerachtlassung der fehlenden Zuordenbarkeit bestimmter Transportleistungen zu bestimmten Transportleitungen auf die relativ niedrigen Stückkosten jener großdimensionierten Leitungen abstellt, ist anzumerken, dass diese keineswegs immer niedriger sein müssen als bei Leitungen mit kleinerem Durchmesser. Die Stückkosten sind in hohem Maße von der Ausbuchung einer Leitung abhängig. Bleiben Kapazitäten ungenutzt (können im überwiegenden Teil des Jahres nicht erfolgreich vermarktet werden), sind die Stückkosten bei einer Rohrleitung mit großem Volumen überproportional erhöht. Größere Volumina korrespondieren bei entsprechenden Flussszenarien auch mit größerer Überdimensionierung, die sich in höheren Kosten niederschlägt. Die hohe Ausbuchung der größeren Leitungen kommt aber nur dadurch zu Stande, dass von diesen Leitungen regelmäßig kleinere Systeme abzweigen, die von den größeren Systemen aufgespeist werden.
- 472 Zudem haben die Analysen ein generelles Ungleichgewicht der Auslastungsgrade im Vergleich der systemübergreifenden und systeminternen Netznutzung aufgezeigt, was diese Erwägungen weiter unterstützt.

#### **(v) Bedeutung der systeminternen Netznutzung für das übergeordnete Netz**

- 473 Selbst wenn große Leitungen als Transitleitungen klassifiziert und abgegrenzt werden, wären die vermeintlich niedrigen Stückkosten ohne die Skaleneffekte durch die Mitversorgung anderer Systeme nicht denkbar. Das in Deutschland vorhandene, vermaschte und gegenseitig korrespondierende Netzsystem lässt sich nicht in einen systemübergreifenden und einen systeminternen Teil trennen. Zudem hängen die Kosten einer Pipeline nicht nur von deren Größe ab, sondern auch von anderen Faktoren wie insbesondere ihrem Alter gemessen an der kalkulatorischen Restnutzungsdauer oder dem notwendigen Betriebsdruck. Bei letzterem ist der notwendige Betriebsdruck auf Grund der zeitgleichen Möglichkeit einer systemübergreifenden

Netznutzung höher als bei einer reinen systeminternen Nutzung. Damit unmittelbar verbunden sind die Entspannungskosten – welche anfallen um die Übergabe von Gasmengen in kleinere, druckniedrigere Systeme zu ermöglichen – höher. Folglich müssten sowohl die Verdichter- als auch die Entspannungskosten der systemübergreifenden Nutzung zugeordnet werden. Da auch hinsichtlich all dieser Faktoren eine höchst uneinheitliche Struktur in den deutschen Fernleitungsnetzen vorherrscht, erscheint ein allein auf die Dimensionierung abstellender Ansatz eher holzschnittartig und nicht notwendigerweise genauer als eine einheitliche Briefmarke. So ist die Kostenstruktur relativ alter Hochdruckleitungen wie der TENP oder der MEGAL eine völlig andere als jene von neueren Leitungen wie der NEL, der OPAL oder der EUGAL.

#### **(vi) Kapazitätsgerüst für das übergeordnete Netz**

474 Für das trotz aller Schwierigkeiten und Ungenauigkeiten abgegrenzte „Transitnetz“ könnte zudem die Berechnung eines neuen Kapazitätsgerüsts erforderlich sein. Es ist ggf. nicht sachgerecht, die internen Bestellungen hier unverändert auf die fiktiven, marktgebietsinternen Punkte zu übertragen. Es wäre also zu hinterfragen, ob bei einer solchen Abstraktion das „Transitnetz“ die gleichen Kapazitäten aufweist wie das Gesamtnetz unter der Annahme der internen Bestellungen. Es wäre ferner zu hinterfragen, ob die Systematik der internen Bestellungen auf das „Transitnetz“ übertragen werden könnte oder ob die Ungleichbehandlung mit Grenzübergangspunkten (keine Möglichkeit der strukturierten Buchung) nicht eine Diskriminierung darstellen würde.

#### **(vii) Zuordnung von Speichern und Gaskraftwerken**

475 Ebenfalls völlig unklar ist die Zuordnung von Speichern, die sowohl der systemübergreifenden als auch der systeminternen Netznutzung dienen. Eine Bepreisung von Speicherpunkten nur mit der systemübergreifenden Briefmarke wäre nach der dem Gutachten zu Grunde liegenden Logik ebenso verfehlt wie eine volle zusätzliche Bepreisung mit der systeminternen Briefmarke. Würden bei der Aufteilung der Erlösobergrenzen in systemübergreifende und systeminterne Teil-Erlösobergrenzen die Kapazitätsbuchungen als Abgrenzungskriterium zum Einsatz kommen, wäre zudem unklar, wie mit Buchungen an Speicherpunkten umzugehen ist.

476 Zudem zeigt die Diskussion über die Zuordnung von Gaskraftwerken (vor dem Hintergrund der Systemrelevanz für den Strommarkt), dass im Einzelfall aufgrund von Partikularinteressen die Zuordnungsfragen offenbar neu aufgerollt werden sollen. An dieser Stelle müsste erörtert werden, ob trotz der technischen Anschlusssituation abweichend eine Zuordnung zur systemübergreifenden Netznutzung erfolgen müsste, etwa, weil ein bestimmtes Gaskraftwerk eine im Strommarkt entsprechende systemübergreifende, also internationale Bedeutung hat oder ob aufgrund der Systemrelevanz von Kraftwerken eine abweichende Zuordnung angemessen wäre.

**(viii) Bewertung des Vorschlags von DNV GL im Hinblick auf die Verursachungsgerechtigkeit**

477 Die Beschlusskammer hat die im Rahmen der Konsultation eingebrachten Vorschläge und Argumente umfassend gewürdigt. Während die Referenzpreismethode der funktionspezifischen Briefmarke vordergründig eine genauere Kostenzuordnung versucht herzustellen, erweist sich bei näherer Prüfung, dass die Zuordnungsfragen in dem komplexen, deutschen Fernleitungsnetzen nicht durch diesen Alternativvorschlag geklärt werden können. Vielmehr würden sich eine Vielzahl von Folgefragen und Einzelfallentscheidungen ergeben. Zur Überzeugung der Beschlusskammer erweist sich auch nach der Konsultation die Referenzpreismethode der funktionspezifischen Briefmarke als nicht vorzugswürdig gegenüber der einheitlichen Briefmarke.

**(10) Weitere Referenzpreismethoden**

478 Neben den Referenzpreismethoden der einheitlichen Briefmarke, der netzpunkttypspezifischen Briefmarke, der funktionspezifischen 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.

479 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 Integration der L-Gas- und H-Gas-Netze entschieden gegen eine solche Pfadbildung. Eine entsprechende Matrix hätte sodann für das deutsche Marktgebiet nahezu eine Million Werte.

480 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.

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

- 481 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. 13 der Verordnung (EG) 715/2009 geregelte Anforderung konkretisiert, dass die genehmigten Tarife oder Methoden zu ihrer Berechnung auf nichtdiskriminierende Weise anzuwenden und Quersubventionierungen zwischen den Netznutzern zu vermeiden sind.
- 482 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.
- 483 In diesem Zusammenhang wurde im Zuge der Konsultation auch zu Recht darauf verwiesen, dass bei der Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke die systeminterne Netznutzung doppelt so hohe Kosten trage wie die systemübergreifende Netznutzung, obwohl der Anteil des Transits und der Anteil des Inlandsverbrauchs am gesamten, über das deutsche Fernleitungsnetz abgewickelten Gastransports bei Betrachtung der Gasmengen (nicht der Kapazitätsbuchungen) bei jeweils etwa 50 % liegen (siehe hierzu B.I.5.b)(7)(iii)). Vor diesem Hintergrund ist eine Diskriminierung der systemübergreifenden Netznutzung fernliegend. Dies wird zudem durch die systematischen Analysen unter B.I.5.b)(2) gestützt.
- 484 Dass keine unzulässige Quersubventionierung der systemübergreifenden Netznutzung erfolgt, verdeutlichen auch die unter Abschnitt B.I.4 dargelegten Ergebnisse der Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460.
- 485 Auch die Nichtbepreisung der Biogas- und PtG-Einspeisung entfaltet keine diskriminierende Wirkung. Wie oben unter B.I.5.b)(7)(iv) erläutert, sind mit der Einspeisung dieses Gases kostensenkende Effekte verbunden, welche eine von anderen Einspeisepunkten abweichende Behandlung rechtfertigen. Die Ungleichbehandlung mit anderen dezentralen Einspeisepunkten an konventionellen Erdgaslagerstätten liegt darin begründet, dass es sich bei diesen um endliche und klimaschädliche Ressourcen handelt, deren Verbrauch nicht mit zusätzlichen Vergünstigungen angereizt werden soll. Die Einspeisung von Biogas dient hingegen dem Ziel einer zunehmenden Verwendung klimaneutraler Rohstoffe und soll somit auch langfristig ihre netzdienliche Wirkung entfalten. PtG-Anlagen sollen ebenfalls dauerhaft dem Netz dienen und für

eine Kopplung der Sektoren Strom und Gas sorgen, um die Speicherung überschüssiger Strommengen zu ermöglichen, die aufgrund der zunehmenden Erzeugung aus erneuerbaren Quellen immer häufiger auftreten.

- 486 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.
- 487 Auch die 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 im Rahmen der Konsultation und 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)).
- 488 Aufgrund dieser Erwägungen erachtet die Beschlusskammer die vorgeschlagenen Referenzpreismethoden der netzpunkttypspezifischen Briefmarke und der funktionsspezifischen 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**

- 489 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. 13 der Verordnung (EG) 715/2009.
- 490 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.
- 491 Im deutschen Ein- und Ausspeisesystem wird jedoch nicht erheblich mehr, sondern im Gegenteil 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.
- 492 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 ARegV, 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.
- 493 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.

- 494 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.
- 495 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.
- 496 Die Nichtbepreisung der Biogas- und PtG-Einspeisung hat aufgrund der geringen monetären Bedeutung (siehe unter Abschnitt B.I.5.e)) keine Relevanz für das Mengenrisiko.
- 497 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.
- 498 Im Rahmen bisheriger Konsultationen 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. Hierbei wurde jedoch lediglich das abstrakte Risiko der Verlagerung von Transitflüssen aufgezeigt. Konkrete Alternativrouten mit freien Kapazitäten und konkurrenzfähigen, stabilen Entgelten wurden nicht genannt. Soweit auf die Ukraine als Alternativroute für den Import von russischem Erdgas genannt wird, erfolgt dies pauschal ohne Berücksichtigung der wirtschaftlichen und politischen Gegebenheiten, die von einer hohen Volatilität geprägt sind. Zudem hat die Beschlusskammer konkret vorgetragene Kündigungen an deutschen Grenzübergangspunkten geprüft und festgestellt, dass es als Ausgleich zur Kündigung von langfristigen Verträgen zu



unterjährigen Nachbuchungen gekommen ist. Diesbezüglich können auch außerhalb der Referenzpreismethode liegende Aspekte die Ursache für Kündigungen sein, etwa wie in dem konkret vorgetragenen Fall das Auslaufen eines Langfristvertrages in einem Nachbarland. Ebenso pauschale Verweise auf die Möglichkeit von LNG-Importen sind kein tauglicher Anknüpfungspunkt für eine Bewertung des Mengenrisikos.

499 Ausgehend von dem bisherigen Vorbringen sieht die Beschlusskammer nach wie vor keinen Anlass dafür, dass sich das Mengenrisiko unmittelbar verwirklichen könnte. Im Rahmen früherer Konsultationen wurde ohnehin vorgetragen, dass sich das Mengenrisiko nicht abrupt mit der Anwendung der Referenzpreismethode der Briefmarke realisieren würde. Andere Marktteilnehmer führten aus, dass die angenommenen Preiselastizitäten bei Anwendung einer einheitlichen Briefmarke als Referenzpreismethode unrealistisch seien und dass auch bei den inländischen Netznutzern eine entsprechende Preiselastizität unterstellt werden könnte.

500 Dies wird gestützt durch die Entwicklung der tatsächlichen Entgelte. Während für die Marktgebiete NCG und GASPOOL im Rahmen der Vorgängerfestlegungen für das Jahr 2020 Entgelte (jeweils der Referenzpreis in €/pro kWh/h/a) von 4,21 € (NCG) und 3,27 € (GASPOOL) konsultiert wurden auch die indikativen Entgelte im Rahmen der Festlegungen darstellten, wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern Entgelte in Höhe von 4,07 € (NCG) und 3,36 € (GASPOOL) im Juni 2019 für das Jahr 2020 veröffentlicht. Die Veröffentlichung im Juni 2020 für das Jahr 2021 sieht sogar Entgelte von lediglich 3,77 € (NCG) und 3,32 € (GASPOOL) vor. Die Realisation eines Mengenrisikos ist in den im Schnitt gesunkenen Entgelten nicht ersichtlich. Die Absenkung des Entgelts im Bereich des Marktgebietes NCG um etwa 10 Prozentpunkte ist auf eine Absenkung der zulässigen Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen im Wesentlichen aufgrund von Anpassungen von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie Effekten aus dem Regulierungskonto zurückzuführen.

501 Eine konkrete Bestimmung der Entwicklung der Gasflüsse in Europa und eine daraus abgeleitete Bewertung des Mengenrisikos ist zur Überzeugung der Beschlusskammer ohnehin nicht zweifelsfrei möglich. Neben den angeführten Befürchtungen lassen andere Aspekte auch eine gesteigerte Nachfrage möglich erscheinen. Hierunter fallen insbesondere die Neubauprojekte zur Nord Stream 2 in Verbindung mit den entsprechenden Leitungen zum Abtransport der Mengen (EUGAL), die fortschreitenden Pläne zur Errichtung von LNG-Terminals in Deutschland und der Neubau von Gaskraftwerken im Rahmen der Energiewende.

502 Dennoch hat die Beschlusskammer die in Tenorziffer 10 festgelegte Berichtspflicht in diesen Beschluss aufgenommen. Mit Hilfe der Berichte wird die Beschlusskammer in die Lage versetzt, das Mengenrisiko nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 ausgehend von den tatsächlichen Entwicklungen bewerten zu können. Erforderlichenfalls kann damit eine erneute Verfahrenseinleitung zur Festlegung einer Referenzpreismethode auch vor dem fünfjährigen

Turnus nach Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 erfolgen. Kriterien können hierfür neben dem Mengenrisiko die allgemeinen Entwicklungen im Zuge der Marktgebietszusammenlegung sein oder Aspekte im Rahmen der Energiewende, die sich auf den Gasmarkt auswirken.

- 503 Die Beschlusskammer hat zur Bewertung des Mengenrisikos den sogenannten Zwischenbericht der Fernleitungsnetzbetreiber vom 13.09.2019 gemäß Tenorziffer 10 lit. b Satz 7 der Vorgängerfestlegungen nicht herangezogen. Der Zwischenbericht hat sich aufgrund der Art und Weise, wie er erstellt wurde, als untauglich hierfür erwiesen, denn er gewährt keinen Gesamtüberblick über die Buchungen an den Grenzübergangspunkten.
- 504 In dem Bericht werden lediglich die Restbestände der auf PRISMA angebotenen bzw. gebuchten Kapazitäten in der Jahres- und der ersten Quartalsauktion aus dem Jahr 2019 dargestellt bzw. analysiert. Dabei wurden im Bericht weder die zweite bis vierte stattfindende Quartalsauktionen noch sämtliche Auktionen an den Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten analysiert. Stattdessen wurden ausschließlich gebündelte und feste Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten betrachtet. Dementsprechend wurden weder die ungebündelten Kapazitäten von Russland (Nord Stream) kommend, noch jene an den Grenzen zu Polen oder zur Schweiz betrachtet. Zudem wurden keine unterbrechbaren, aber sehr wohl erlösdeckenden Buchungen mit in die Betrachtung einbezogen. Die größte Unschärfe des Berichtes liegt allerdings darin, dass sämtliche im Vorfeld der partiell betrachteten Jahres- und Quartalsauktionen langfristig gebuchten Kapazitäten überhaupt nicht in die Buchungsquoten einberechnet wurden.
- 505 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**

- 506 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. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) 715/2009, dass die genehmigten Tarife bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung den effizienten Gashandel fördern und Wettbewerb erleichtern müssen. Gemäß Art. 13 Abs. 2 der Verordnung (EG) 715/2009 dürfen durch die Tarife für den Netzzugang weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg verzerrt werden.
- 507 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. 13 Abs. 2 der Verordnung (EG) 715/2009 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. 13 Abs. 2 der Verordnung (EG) 715/2009 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.

508 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 rechtfertigungsbedürftigen Ergebnis der Bewertung führen würde (vgl. Art. 5 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/460).

509 Anhaltspunkte dafür, dass die Referenzpreismethode der Briefmarke den effizienten Gashandel nicht fördert und den Wettbewerb nicht erleichtert (Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) 715/2009), 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. 13 Abs. 2 der Verordnung (EG) 715/2009.

- 510 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.
- 511 Die Nichtbepreisung der Einspeisung von Biogas und Gas aus PtG-Anlagen führt dazu, dass sich die Entgelte an anderen Ein- und Ausspeisepunkten entsprechend erhöhen, wovon auch der grenzüberschreitende Handel tangiert wird. Aufgrund der jedenfalls im Fernleitungsnetz sehr niedrigen Anzahl von Biogas- und PtG-Anlagen und der vergleichsweise niedrigen Einspeisekapazitäten sind diese indirekten Auswirkungen monetär jedoch sehr gering und vernachlässigbar. Wie aus Anlage 2 i.V.m. mit dem indikativen Referenzpreis gemäß Anlage 1 ersichtlich handelt es sich hierbei um entgangene Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen in Höhe von 0,04 % der gesamten Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen. Zudem gibt es für das Einspeiseprivileg wie oben aufgeführt gewichtige Gründe, die diesen geringfügigen Effekt auf andere Sachverhalte rechtfertigen. Überdies steht das Einspeiseprivileg für Biogas in einem engen Zusammenhang mit der Biogasmulage, welche die Einspeisung etwa in Form des Netzanschlusses und der qualitativen Aufbereitung des Gases zu einem beträchtlichen Teil finanziert, aber die Kopplungspunkte im Unterschied zu anderen Ausspeisepunkten gerade nicht belastet. Gäbe es diese Biogasmulage nicht, wären die Kosten dieser Einspeisepunkte als Teil der allgemeinen Netzkosten auf alle Punkte, also auch auf Kopplungspunkte zu verteilen. Aus dem Zusammenspiel von Biogasmulage und Einspeiseprivileg ergibt sich in Summe also nicht zwingend eine Schlechterstellung des grenzüberschreitenden Handels.
- 512 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 angepassten Kapazitätsprognosen und zum anderen mit den unangepassten Kapazitätsprognosen (unter Außerachtlassung von Multiplikatoren und Abschlägen) durchgeführt, um den reinen Effekt der Distanzgewichtung aufzuzeigen. Zur Illustration wird in Anlage 2 die Berechnung mit unangepassten Kapazitäten auch für die Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke ausgewiesen, wobei diese Berechnung definitionsgemäß einen Vergleichsindex von 0 % ergibt.

- 513 Hierbei hat sich gezeigt, dass der Distanzeffekt im Durchschnitt zu einer höheren Kostentragung der systemübergreifenden Netznutzung führt (Vergleichsindex von 5,4 % bei der Variante mit unangepassten Kapazitäten). Bei der Variante mit angepassten Kapazitäten liegt der Vergleichsindex noch bei 0,7 %, obwohl hier insbesondere Abschläge für verbindliche Kapazitätsprodukte zu Gunsten der systemübergreifenden Netznutzung zu einer geringeren Kostenlast führen (siehe zu diesen Effekten Abschnitt B.I.4). Zwar floss bei dieser Betrachtung nicht der Kostentreiber der Distanz in die Bewertung ein. Diese Betrachtung zeigt aber dennoch 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 (siehe hierzu auch die Analyse der Distanzen im Abschnitt B.I.5.b)(2)(v)). 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.
- 514 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.
- 515 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).

516 Im Hinblick auf die 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**

517 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 Handlungspunkt 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 vorgeschlagenen Referenzpreismethoden der netzpunkttypspezifischen Briefmarke oder der funktionsspezifischen Briefmarke festzulegen. Das etwaige Mengenrisiko wird durch die erörterte Berichtspflicht adäquat adressiert.

#### **g) Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) 715/2009**

518 Darüber hinaus ergeben sich aus dem Verweis gemäß Art. 7 S. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 auf Art. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) 715/2009 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. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) 715/2009 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.

519 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 funktionspezifischen 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 der GasNEV und der ARegV adressiert.

#### **h) Grundsatz der Energiesolidarität**

520 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.

521 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.

522 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**

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

524 Der legitime öffentliche Zweck der Referenzpreismethode ist nicht, wie teilweise 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.

525 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 nach den Bestimmungen der GasNEV wäre aufgrund eines 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.



526 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. 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 Erlösbergrenze 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.

527 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**

- 528 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.
- 529 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 37/63 aus (jeweils nach der Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460). Die sich bei der Referenzpreismethode der Briefmarke ergebenden Referenzpreise sind ebenso in Anlage 3 ausgewiesen. Hierbei ist zu beachten, dass neben dem Referenzpreis von 3,67 € pro kWh/h/a (d.h. unter Berücksichtigung aller zuletzt vorgenommenen Anpassungen, Entry-Exit-Split 36/64) auch der im März konsultierte Referenzpreis in Höhe von 3,69 € pro kWh/h/a (Entry-Exit-Split von 37/63) ausgewiesen wird. Letzterer wurde zusätzlich ausgewiesen und bei Vergleichsrechnungen herangezogen, da die Referenzpreise der kapazitätsgewichteten Distanz ebenso ohne die zuletzt vorgenommenen Anpassungen ermittelt wurden. 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.
- 530 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.
- 531 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.
- 532 So müssten für die Buchung an Kopplungspunkten (Ein- und Ausspeisung) bei der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz mit einem angepassten Entry-Exit-Split durchschnittlich 7,62 € pro kWh/h/a bzw. bei einem Entry-Exit-Split von 50/50 8,08 € berechnet

werden (statt 7,38 € pro kWh/h/a gemäß einer einheitlichen Briefmarke zum Zeitpunkt der Konsultation). Konkret ergäbe sich beispielsweise bei der MEGAL im Fall einer Einspeisung an der Grenze zu Tschechien und einer Ausspeisung nach Frankreich ein Referenzpreis bei einer einheitlichen Briefmarke von zweimal 3,69 € pro kWh/h/a, also 7,38 € pro kWh/h/a. Beim Ansatz der kapazitätsgewichteten Distanz ergäbe sich ein Referenzpreis von insgesamt 7,75 € pro kWh/h/a bei einem Entry-Exit-Split von 50/50 bzw. 7,16 € pro kWh/h/a bei einem Entry-Exit-Split entsprechend der einheitlichen Briefmarke. Bei entsprechenden Buchungen auf der TENP ergäben sich insgesamt Referenzpreise von 8,63 € bzw. 8,43 € pro kWh/h/a. Dies verdeutlicht, dass bei Berücksichtigung der Distanz als Kostentreiber die Tarife an sogenannten Transitleitungen in der Regel steigen bzw. im Bereich eines Briefmarkenentgelts liegen können. Hierbei wurden, um die Vergleichbarkeit der Referenzpreise zu gewährleisten, bezüglich aller Methoden der Stand der Eingangsparameter zur Konsultation angenommen (s.o.).

## **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**

- 533 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.
- 534 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.
- 535 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 bisheriger 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**

- 536 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.
- 537 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 dritten Regulierungsperiode abgeschätzt werden kann. Nähere Annahmen zur Entwicklung der Kapazitäten und der Erlöse aus Fernleistungsdienstleistungen bis auf den Verbraucherpreisgesamtindex (§ 8 ARegV) und den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (§ 9 ARegV) fließen in das Entgeltmodell nicht ein. Derartige Prognosen für das Jahr 2022 wären zum jetzigen Zeitpunkt zu sehr getrieben von Annahmen und damit kein hilfreicher Indikator für die Entwicklung der Entgelte. Die Beschlusskammer erachtet es als ausreichend, dass die Fernleitungsnetzbetreiber ab dem Entgeltjahr 2021 Prognosen aufstellen werden und dabei die erfolgte Umsetzung der Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/460 in die Prognosen einbeziehen. Annahmen über die Entwicklung der relevanten Erlösobergrenzen und Kapazitäten können im Modell vom jeweiligen Anwender getroffen werden.
- 538 In der Anlage 1 werden zudem die für das Entgeltjahr 2020 gültigen Referenzpreise ausgewiesen.

## **9. Ermittlung des Referenzpreises im Jahr 2021**

- 539 Im Jahr 2021 ist die Bildung der Referenzpreise durch die zum Oktober erfolgende Marktgebietszusammenlegung mit Schwierigkeiten behaftet. Nach Art. 3 S. 2 Nr. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 bezieht sich der Referenzpreis immer auf ein Kapazitätsprodukt mit einer Laufzeit von einem Jahr. Auch die Erlösobergrenzen der Fernleitungsnetzbetreiber, welche zur Bestimmung der durch Fernleistungsdienstleistungen zu erzielenden Erlöse herangezogen werden, werden auf (kalender)jährlicher Basis bestimmt. Betrachtungsgegenstand der Berechnung muss also ein Jahresprodukt sein, das für den gesamten Zeitraum von Januar bis Dezember 2021 mit einem einheitlichen Entgelt bepreist wird. Dies ist jedoch bei Anknüpfung an die (voraussichtlichen) tatsächlichen Gegebenheiten nicht möglich. Durch das

Zusammenwachsen der bisherigen Marktgebiete NetConnect Germany und Gaspool kann es keinen einheitlichen Referenzpreis für das gesamte Jahr 2021 geben. In den Monaten Januar bis September haben beide Marktgebiete jeweils einen eigenen Referenzpreis nach den Beschlüssen BK9-18/610-NCG und BK9-18/611-GP vom 29.03.2019 gebildet. Ab Oktober wird es einen neuen Referenzpreis nach den Bestimmungen des vorliegenden Beschlusses geben, der zwar nach derselben Methode ermittelt wurde, sich von den beiden bisherigen Referenzpreisen aber der Höhe nach unterscheidet. Zudem ändert sich die vorhandene Kapazitätsstruktur erheblich. Zum einen fallen Kapazitätsprodukte, die eine Ein- oder Ausspeisung an den bisherigen Marktgebietsübergangspunkten vorsahen, in dieser Form weg. Zum anderen ändern frei zuordenbare Kapazitäten ihren Charakter und können entweder zukünftig einen deutlichen größeren räumlichen Bereich abdecken oder werden zu bedingten Produkten, womit sich gem. Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 und Ziffer 3 des Tenors dieses Beschlusses die Regeln für ihre Bepreisung ändern. Diesem Umstand ist dadurch abzuwehren, dass die Referenzpreise für beide Teilabschnitte des Jahres 2021 auf der Basis hypothetischer Jahresprognosen gebildet werden. Bei Bildung der Referenzpreise für die Quartale 1 bis 3 war also für das gesamte Jahr 2021 eine Buchungsprognose vorzunehmen, die einen Fortbestand der Marktgebiete NetConnect Germany und Gaspool auch im vierten Quartal unterstellte. Bei Bildung des Referenzpreises für das vierte Quartal ist demgegenüber eine Buchungsprognose vorzunehmen, die bereits für das gesamte Jahr 2021 die Existenz eines gemeinsamen deutschen Marktgebiets unterstellt. Für das vierte Quartal ergibt sich dies aus Ziffer 1 Satz 4 dieses Beschlusses. Bezüglich der Besonderheiten aus der Anpassung der Festlegung MARGIT 2021 für das vierte Quartal 2021 wird auf die Ausführungen unter Abschnitt B.I.3 verwiesen.

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

540 Die Entscheidung gemäß Ziffer 2 des Tenors beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 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**

541 Der Rabatt wird durch die Verordnung nach oben nicht begrenzt; vorgegeben 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.

- 542 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.
- 543 Daneben ist es jedenfalls auch unter dem Aspekt der verursachungsgerechten Entgeltfestsetzung sachgerecht, die Entgelte an Ein- und Ausspeisepunkten 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.
- 544 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.

- 545 Dabei erachtet die Beschlusskammer einen Rabatt in Höhe von 75 % für sachgerecht. Von Seiten einiger Marktteilnehmer wird 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, sodass eine vollständige Entgeltbefreiung mittels eines Rabatts in Höhe von 100 % nicht in Betracht kommt. 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.
- 546 Dabei wurden im Rahmen der Konsultation 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.

## **2. Speichieranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind**

- 547 Kapazitätsbuchungen an Anschlusspunkten an Speichieranlagen, 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 Speichieranlage) die Speichieranlage nicht zu einem rabattierten Grenzübergang oder für Gastauschgeschäfte innerhalb der Speichieranlage („Swappgeschäfte“) 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 Speichieranlagen nur dann zu gewähren ist, sofern und soweit eine Speichieranlage 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 Speichieranlagen 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 Speichieranlage als „rabattierten“ Kopplungspunkt nutzt.
- 548 Um sicher auszuschließen, dass die Speichieranlage, 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 Speichieranlagen 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 Speichieranlagen generell zu rabattieren, und ließe den auch durch Speichieranlagen, 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 Speichieranlagen ist daher nicht sachgerecht.
- 549 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.

550 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 Auspeisung 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.b)); 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 Auspeisung 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.

551 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) Keine Festlegung eines Umbuchungsentgelts**

552 Soweit im Rahmen der Konsultation die Wiedereinführung des Umbuchungsmodells aus der Festlegung BEATE (BK9-14/608, Beschluss vom 24.03.2015, Tenorziffer 2 lit. d) S. 5 i.V.m. Vorgabe 2 Nr. 5 und 6) gefordert wurde, steht dem der Umstand entgegen, dass für ein solches

System keine Rechtsgrundlage in der Verordnung (EU) 2017/460 besteht. So findet sich in der Verordnung (EU) 2017/460 keine geeignete Ermächtigung für eine nachträgliche Erhebung von Entgelten zur Korrektur eines grundlos gewährten Rabattes. Die Verordnung kennt nur zwei Kategorien von Entgelten, welche die Fernleitungsnetzbetreiber von ihren Kunden erheben können: Fernleitungsentgelte (Art. 4 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/460) und Systemdienstleistungsentgelte (Art. 4 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460)).

553 Fernleitungsentgelte werden zu dem Zeitpunkt erhoben, zu dem die Kapazität für den Transport (hier in den Speicher) genutzt werden kann, nicht zu einem möglicherweise erst deutlich späteren Zeitpunkt, an dem das eingespeicherte Gas weitertransportiert wird und dabei vielleicht das Marktgebiet wechselt, vielleicht aber auch nicht. Auch Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 regelt hierzu nichts Gegenteiliges.

554 Dies lässt sich auch der Historie der Verordnung entnehmen: Ursprünglich war in Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 eine Formulierung vorgesehen, nach der bei der Festsetzung der Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speichieranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind, die Festlegung einer Rabattierung unter Berücksichtigung einer Transfergebühr möglich sein sollte. Diese Formulierung wurde jedoch gestrichen und durch die nunmehr geltende Fassung ersetzt, in der von einer solchen Gebühr keine Rede mehr ist. Dies belegt, dass ein entsprechender Mechanismus in der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 nicht vorgesehen ist. Ebenfalls spricht die Formulierung in Erwägungsgrund 4 der Verordnung, nach der diese Mechanismen zur Vermeidung einer Diskriminierung enthalten soll, dafür, dass jedwede Diskriminierung von vornherein vermieden und nicht erst ex post durch bestimmte Werkzeuge ausgeglichen werden soll.

555 Als Systemdienstleistung lässt sich die Einstufung der Umbuchung vom rabattierten in den unrabattierten Bereich ebenfalls nicht einstufen. Es erfolgt keinerlei weitere Leistung seitens des Fernleitungsnetzbetreibers als die des Transports. Es würde sich lediglich um eine nachträgliche Modifikation des Fernleitungsentgelts handeln, weil die Fernleitungsdienstleistung ex post betrachtet zu einem anderen Zweck genutzt wurde als ursprünglich intendiert.

## **b) Flexibilität der Speichernutzung**

556 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 in den entsprechenden Marktgebieten zur Verfügung. Hierzu ist bei vom deutschen Marktgebiet aus rabattiert eingespeicherten Mengen die Buchung einer rabattierten Einspeisekapazität zurück in das ursprüngliche 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.

- 557 Aus dem Ausland eingespeicherte Gasmengen können nicht unmittelbar unter Verwendung einer bereits gebuchten, rabattierten Einspeisekapazität ins deutschen Marktgebiet ausgespeichert werden. Hierfür wäre grundsätzlich die zusätzliche Buchung einer unrabattierten Einspeisekapazität zur Ausspeicherung und einer rabattierten Ausspeisekapazität zur Einspeicherung erforderlich. Nur in diesem Fall könnte der Transportkunde den Nachweis erbringen, dass die grenzüberschreitenden Gasmengen letztlich nicht mittels einer rabattierten Kapazität transportiert wurden.
- 558 Anstelle solcher Buchungen kann auf Antrag des Transportkunden durch den betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber auch eine Fakturierung der entsprechenden Entgelte erfolgen. Da das Gas ohnehin im Speicher verbleibt bzw. lediglich in das angrenzende Marktgebiet ausgespeichert werden soll, sind entsprechende Buchungen von realen Kapazitäten regulatorisch nicht erforderlich. 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.
- 559 Sollten unrabattiert 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 gewährenden 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 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.

### **c) Diskriminierungsfreiheit**

- 560 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.
- 561 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 bei der Ausspeicherung zu einem späteren Zeitpunkt in ein anderes als das Ausgangsmarktgebiet einspeisen wird.
- 562 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.
- 563 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.

- 564 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.
- 565 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.

#### **d) Saisonale Faktoren**

- 566 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). 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)**

567 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. 2 und 3 EnWG i.V.m Art. 4 Abs. 2, Art. 6 Abs. 4 lit. a 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**

568 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. 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) 715/2009 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**

569 Die Entgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte mit Ausnahme der Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speichieranlagen 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 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.

- 570 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 korrespondierenden 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.
- 571 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, externen Bedingungen bestimmt (Temperatur, Lastfluss oder eine Kombination von Temperatur oder Lastfluss).
- 572 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 Kapazitäten 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.

- 573 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 den gleichen Preis zahlen sollten wie für ein verbindliches Standardkapazitätsprodukt.
- 574 Da Kapazitätsprodukte, die keinerlei Zugang zum virtuellen Handelspunkt ermöglichen, nach Tenorziffer 1 a) des Beschlusses BK7-18-052 vom 10.10.2019 ohnehin nicht mehr zulässig sind, ist eine ausnahmslose Orientierung der Entgelte für bedingte Kapazitätsprodukte am Referenzpreis auch uneingeschränkt sachgerecht.

#### **b) Keine Maßgeblichkeit von kundenindividuellen Nutzen und Verhalten**

- 575 Richtigerweise ist bei der Regelung nach Tenorziffer 3 auf objektive Kriterien und nicht auf die Interessen einzelner Netznutzer abzustellen.
- 576 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.
- 577 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.
- 578 Soweit teilweise vorgebracht wird, 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.

579 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) Vorschlag im Rahmen der Konsultation bezüglich des Rabatts für feste, dynamisch zuordenbarer Kapazitäten (DZK)**

580 Mit der Regelung in Tenorziffer 3 wird der im Rahmen der Konsultation vorgebrachte Alternativvorschlag zur Bepreisung von DZK nicht übernommen.

581 Die Grundprämisse des Vorschlags, dass DZK weit überwiegend innerhalb der Zuordnungsaufgabe genutzt würden, ist bereits nicht erfüllt. Diesbezüglich wurde von Fernleitungsnetzbetreibern lediglich auf ergänzende Geschäftsbedingungen (EGB) verwiesen, in denen die festen Zuordnungsaufgaben beschrieben sind. Konkrete Hinweise darauf, welche DZK in welchem Umfang innerhalb der festen Zuordnungsaufgabe genutzt werden, wurden im Rahmen der Konsultation nicht vorgetragen. Diesbezüglich hat die Beschlusskammer Daten zu Leitungen analysiert, an denen gewichtige Anteile der insgesamt vermarktete DZK bestehen. Hinsichtlich der MEGAL wurde dabei festgestellt, dass gewichtige Anteile der vermarkteten DZK außerhalb der Zuordnungsaufgabe verwendet werden (siehe hierzu Abschnitt B.1.5.b)(4)(ii)). Auch hinsichtlich der EUGAL wurde festgestellt, dass bezüglich der dort vermarkteten DZK zwar die kommerzielle Nutzung (Transportnominierungen)wohl überwiegend innerhalb der Zuordnungsaufgabe erfolgt. Allerdings greift eine rein kommerzielle Betrachtung zu kurz. Technisch ist die Erfüllung dieser Transportnominierungen – vor Fertigstellung der Antransportleitung Nord Stream 2 – nur möglich, weil andere Infrastrukturen (auch innerhalb) des Marktgebiets zur Erfüllung dieser Transporte beitragen (siehe auch hierzu Abschnitt B.1.5.b)(4)(ii)). Des Weiteren kann die erfolgreiche (unterbrechungsfreie) Nutzung außerhalb der festen Zuordnungsaufgabe von DZK-Produkten z.B. auch bei den Ein- und Ausspeisepunkten der OPAL historisch festgestellt werden.

582 Vor dem Hintergrund der übergeordneten Ziele der Entry-Exit-Systeme haben andere Marktteilnehmer darauf verwiesen, dass das DZK-Produkt eine Kapazitätsart sei, die in einem Entry-Exit-System per Definition nicht vorkommen sollte. Für die Förderung von liquiden Märkten

und Wettbewerb sollte die Vergabe von DZK insgesamt auf das geringstmögliche Maß beschränkt werden. Zudem dürfte das Entgeltsystem keinen Anreiz für die Nicht-Nutzung des unterbrechbaren Zugangs der DZK-Produkte zum VHP generieren, wie es im Alternativvorschlag vorgesehen wurde. Die Beschlusskammer teilt diese Einschätzungen und sieht auch vor diesem Hintergrund von einer erweiterten Rabattierung der DZK-Produkte ab. Zudem wurde zu Recht auf die Gefahr von marktseitigen Verwerfungen verwiesen, wenn die flexible Nutzung einer auf Jahresbasis gebuchten DZK beispielsweise auf Tagesbasis zur Erreichung des VHP erfolgen könnte. Hierbei würden sich Marktverwerfungen im Vergleich zu Netznutzern einstellen, die eine derartige Flexibilität nur durch kurzfristige Buchungen von unterjährigen Produkten (z.B. Tageskapazitäten) erreichen können und hierbei aufgrund von Multiplikatoren (in diesem Fall 1,4) höhere Entgelte zu entrichten hätten.

- 583 Der Vorschlag leidet zudem an einem entscheidenden, systematischen Widerspruch zu den übrigen regulatorischen Vorgaben, sofern ein DZK-Produkt gegenüber einem uFZK-Produkt höher rabattiert werden würde. Hierbei wird zunächst unterstellt, dass ein Fernleitungsnetzbetreiber zeitgleich FZK- und DZK-Produkte anbietet und diese vollständig ausgebucht sind, so dass ein zusätzlicher Kunde nur noch uFZK buchen konnte. Auf Grund der Handelspreise werden die festen und unterbrechbaren Einspeisekapazitäten vollständig nominiert (genutzt). Die DZK-Produkte werden wegen der Handelspreise auch vollständig innerhalb des festen Transportpfades genutzt. In diesem Beispiel handeln alle fiktiven Händler identisch bezüglich der Quellenmärkte und Zielmärkte. Bei dieser Ausgangslage würde der letzte Kunde, der nur noch uFZK-Produkte am Einspeisepunkt buchen konnte, gegenüber den Kunden mit den festen FZK- oder DZK-Produkten vorrangig unterbrochen. Das Netzentgelt, das der Kunde mit den uFZK nach dem vorgelegten alternativen Vorschlag am Einspeisepunkt zahlen müsste, wäre höher als das Netzentgelt, das die Kunden mit DZK-Produkten am selben Punkt zahlen müssten. Diese vorgeschlagene DZK-Rabattierung wäre nicht nur inkonsistent zur zugangsseitigen Regelung der nachrangigen Unterbrechung. Sie erscheint in diesem Fall auch nicht diskriminierungsfrei gegenüber sämtlichen Netzkunden.
- 584 Neben den systematischen Erwägungen, die gegen den Vorschlag als solchen sprechen, erweist sich auch der Versuch der Herleitung eines erhöhten Rabatts als nicht sachgerecht.
- 585 Die Frage, ob, zu welchen Bedingungen und zu welchem Preis die Umwandlung von DZK zu FZK im Rahmen von Incremental-Verfahren (Marktbasiertes Verfahren zur Schaffung zusätzlicher Gastransportkapazitäten, Art. 22 bis 31 der Verordnung (EU) 2017/459) erfolgen soll oder wird, ist nicht Gegenstand dieses Beschlusses. Mit einem solchen Ausbau würde zudem der vom europäischen Rechtsrahmen vorgesehene Idealzustand eines Entry-Exit-Systems erfüllt werden. Nach Erwägungsgrund 3 der Verordnung (EU) 2017/460 sind nach der Einführung des Konzepts des Ein- und Ausspeisesystems in der Verordnung (EG) Nr. 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. Ebendiese freie Zuordenbarkeit würde durch einen entsprechenden Ausbau erfüllt werden. Ob der Ausbau erfolgen soll oder nicht, ist abschließend in der Verordnung (EU) 2017/459 geregelt. Die Regularien zum Incremental-Verfahren sehen zudem eine Kostentragung durch den entsprechenden Anfrager eines solchen Ausbaus vor. Vor diesem Hintergrund erscheint es zweifelhaft, aus diesem Verfahren Rückschlüsse für die exakte Höhe der Bepreisung einer DZK ziehen zu wollen.

586 So konnten zwar näherungsweise die hypothetischen Ausbaurkosten für die auf der EUGAL vermarkteten DZK dargelegt werden. Es ist jedoch offengeblieben, inwiefern der Rabatt bezüglich sogenannter Bestandskapazitäten, die nicht anlässlich eines Neubauprojekts als DZK vermarktet werden, zu berechnen wäre. Der Vorschlag zur stärkeren Rabattierung der DZK-Produkte basiert auf dem Einzelfallbeispiel der EUGAL. Darüber sollte eine grundsätzliche Rabatthöhe für sämtliche DZK-Produkte im Markt begründet werden. Allerdings wurde diese Leitung seinerzeit bewusst und auf explizierten Wunsch der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber nur so gebaut, dass zunächst ausschließlich DZK-Produkte (unterschiedlicher Zuordnungsmöglichkeiten) sicher dargestellt werden konnten, um auf diese Weise Investitionskosten zu senken. Dabei wird nicht gesagt, dass andere Transportmöglichkeiten außerhalb der Zuordnungsaufgabe grundsätzlich nicht möglich wären; vielmehr ist das Gegenteil der Fall. Die Herleitung für die Begründung der Rabatthöhe gilt aber für den überwiegenden Teil der sonst im Markt angebotenen DZK-Produkte gerade nicht. Ein Großteil der sonstigen DZK-Produkte war in früheren, deutlich kleineren Marktgebieten FZK-Produkte. Erst durch Marktgebietszusammenlegungen und somit deutlichen Vergrößerung der Entry-Exit-Kombinationen mussten diese FZK-Produkte in z.B. DZK-Produkte umgewandelt werden, um zusätzlichen Netzausbau zu vermeiden. Dies gilt im Übrigen auch für den Großteil der bFZK-Produkte. Somit ist bereits hier höchst zweifelhaft, ob die Begründung für die flächendeckend geltende Rabatthöhe gerechtfertigt sein kann.

587 Der Hinweis darauf, dass der Rabatt einheitlich festgelegt werden sollte, wohl auch um diese Herleitungsproblem zu umgehen, ist hierbei nicht zielführend. Das Argument, dass dies einem transparenten und einfachen Netzzugang entspreche, überzeugt dabei nicht. Denn bereits im status quo können DZK je nach Ein- und Ausspeisepunkt individuell rabattiert werden, zumal sich die maximale Höhe des Rabatts am Entgelt für uFZK orientiert und diese Entgelt nach der Festlegung MARGIT nicht gänzlich einheitlich festgelegt wurden.

588 Auch der Versuch, die Herleitung des Rabattes über eine marktgebietsweite Betrachtung überzeugt nicht. Bereits im Ansatz ist die Herleitung kritisch zu sehen. So werden pauschal die auf der Einspeiseseite gebuchten DZK in Höhe von 117 GWh/h/a angesetzt, obwohl hier eine Diskrepanz in den Buchungswerten besteht. So werden die DZK auf Ein- und Ausspeiseseite nicht

in vergleichbarer Höhe gebucht. Nach den hier in Bezug genommenen Werten werden auf der Ausspeiseseite lediglich 59 GWh/h/a an DZK gebucht. Bei einem Minimumabgleich auf die tatsächlich auch auf der Ausspeiseseite gebuchten DZK würde die holzschnittartige Herleitung lediglich ca. die Hälfte der vorgebrachten Ausbaurkosten erklären können und damit den nunmehr festgelegten Rabattkorridor bestätigen. Der lineare Ansatz berücksichtigt zudem keine Effekte aus Sprunginvestitionen.

- 589 Die marktseitige Herleitung konnte im Rahmen der Konsultation die netzseitige Herleitung nicht stützen. Vielmehr hat sich gezeigt, dass eine marktseitige Herleitung oder Validierung eines DZK-Rabatts ausscheidet. Individuelle Vor- und Nachteile von Produktgestaltungen und Produktpreisen bezüglich Kapazitätsprodukten sind immer vom konkreten Händlerportfolio abhängig. Eine objektivierbare Herleitung eines Rabatts ist durch eine solche marktseitige Herleitung im Rahmen einer Festlegung nicht möglich. Dieses Konsultationsergebnis stützt demnach vielmehr die objektive Herangehensweise, wie sie unter Abschnitt B.III.1.a) und B.III.1.b) erörtert wurde.
- 590 Aufgrund der abschlägigen Behandlung erübrigt sich eine Bewertung der von einigen Marktteilnehmern vorgebrachten Erweiterung des Vorschlags im Hinblick auf nationale Punkte, die der Festlegung BEATE 2.0 unterliegen.

#### **d) Keine Differenzierung nach Produktlaufzeit**

- 591 Die Rabattierung für ein bestimmtes bedingtes verbindliches Kapazitätsprodukt eines Netzbetreibers darf sich nicht in Abhängigkeit davon unterscheiden, ob es sich um untertägliches, 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.

### **e) Geltung an Speichieranlagen**

592 Die Vorgabe der Tenorziffer 3 gilt für die kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte bei Ein- und Ausspeisepunkten an Speichieranlagen 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 Speichieranlage niedriger sein kann als das Entgelt für ein unterbrechbares Kapazitätsprodukt an Kopplungspunkten. Dies ist jedoch im Interesse des allgemeinen Beitrags, den Speichieranlagen zur Versorgungssicherheit und Systemflexibilität leisten können und schließlich auch im Interesse einer verursachungsgerechten Bepreisung – eine doppelte Entgelterhebung für die Fernleitung von und zu Speichieranlagen 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 Speichieranlagen mit einem Rabatt von mindestens 50 % zu versehen sind, sofern und soweit eine Speichieranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird.

### **2. Benchmarking nach Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460**

593 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.

594 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.

595 In der hier vorliegenden Konstellation ist der Ausgangspunkt des Benchmarkings jedoch nicht ein tatsächlich bestehender Wettbewerb, sondern drohender Wettbewerb in Form eines drohenden Direktleitungsbaus. Aufgrund der besonderen Netzsituation am Netzknotenpunkt Burghausen in der Grenzregion zu Österreich sind dort Ein- und Ausspeisepunkte zwar förmlich in das deutsche Marktgebiet eingebunden, verfügen jedoch nicht über einen uneingeschränkten Zugang zum virtuellen Handlungspunkt. Die vor Inkrafttreten der Verordnung (EU) 2017/460 gültige Tarifierung sah für sogenannte Kurzstreckenprodukte/BZK bei der bayernets GmbH, die lediglich den Zugang zum österreichischen Marktgebiet ermöglicht haben, stark rabattierte Entgelte vor.

## a) Betroffene Ein- und Ausspeisepunkte und Anschlusssituation

- 596 Betroffen von der besonderen Netzsituation sind die Wacker Chemie AG als Letztverbraucher, Anschlussnehmer und Anschlussnutzer sowie die astora GmbH & Co. KG sowie GSA LLC als Speicherbetreiber. Diese werden hier auch als Petenten bezeichnet. Die Wacker Chemie AG betreibt am Standort Burghausen nicht nur ein Chemiewerk, sondern auch ein nach § 13f Abs. 2 EnWG als systemrelevant eingestuftes Gaskraftwerk, welches den Standort Burghausen mit Prozessenergie (Dampf und Elektrizität) versorgt. Hierbei stellt die Beschlusskammer ausschließlich auf den Anschlussnehmer und Anschlussnutzer Wacker Chemie AG als Petenten ab. Dass hinter dem Anschlusspunkt durch Vereinbarungen auch sonstige Letztverbraucher betroffen sind, ist nur für das entsprechende Innenverhältnis relevant.
- 597 Die astora GmbH & Co. KG sowie die GSA LLC vermarkten den Speicher Haidach, welcher auf österreichischem Staatsgebiet gelegen ist und über die Netze der bayernets GmbH sowie der Open Grid Europe GmbH an das deutsche Marktgebiet angeschlossen ist. Zu einem überwiegenden Teil erfolgt die Befüllung und Entleerung des Speichers jedoch von bzw. nach Österreich. Die entsprechenden Netzsegmente sind lediglich 1.300 Meter (Grenzübergangspunkt Überackern 2 bis Speicheranschlusspunkt Haidach) bzw. 900 Meter lang (Speicheranschlusspunkt Haidach bis Letztverbraucher Wacker Chemie AG).
- 598 Die frühere Entgeltbildung sah Abschläge in Höhe von ca. 98 % auf den Referenzpreis sowie bei den Speicherpunkten darüber hinaus die Anwendung von Speicherrabatten vor. Bei Anwendung einer Referenzpreismethode käme es trotz einer Rabattierung dieser bedingt verbindlichen Kapazitätsprodukte im Rahmen der unter Abschnitt B.III.1 dargelegten Grundsätze zu massiven Entgeltsteigerungen an den entsprechenden Punkten (bis zum Faktor 50).
- 599 Vor dem Hintergrund dieser Entgeltsteigerungen haben die Petenten in Erwägung gezogen, sich unmittelbar an das österreichische Fernleitungsnetz anzuschließen, da diese Alternative wirtschaftlicher ausfallen würde als die Entrichtung der nunmehr nur gering rabattierten Entgelte bei der bayernets GmbH. Dies würde jedoch nicht nur zu einer volkswirtschaftlich und netztechnisch ineffizienten parallelen Infrastruktur, sondern auch zu einem Entfall der – wenn auch stark rabattierten – Buchungen im deutschen Marktgebiet bei einem gleichbleibenden Kostenblock führen. Um dies zu verhindern, führt die Beschlusskammer das Benchmarking gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 durch. Dieses erfolgt bezüglich der bayernets GmbH, da bei dieser der Wegfall der bisher erfolgten Kapazitätsbuchungen droht. Der Anschluss des Speichers Haidach auch an das Netz der Open Grid Europe GmbH ist insofern unbeachtlich für das Benchmarking. Auch ist ein bestehender oder weiterer Anschluss an das deutsche Marktgebiet mit Zugang zum virtuellen Handlungspunkt nicht relevant, da es bei der Betrachtung eines drohenden Direktleitungsbaus um den Zugang ausschließlich zum österreichischen Marktgebiet, also um einen anderen Sachverhalt geht. Auch ein etwaiger

Vergleich mit dem Speicher 7Fields trägt nicht, denn dieser ist bereits an beide Marktgebiete angeschlossen. Die hierfür erforderliche Anschlussleitung ist in den entsprechenden Entgelten im Fall von 7Fields eingepreist, so dass mit dem hier ausgewiesenen reduzierten Entgelt für den Speicher Haidach im Ergebnis eine wirtschaftliche Gleichstellung der Speicher erfolgt.

## **b) Drohen eines Direktleitungsbaus und Kostenkalkulationen**

- 600 Hierbei handelt es sich um einen Ausnahmetatbestand, der an strenge Kriterien zu knüpfen ist. Keinesfalls darf durch Ausnahmeregelungen das gesamte, verursachungsgerechte Entgeltsystem konterkariert werden, zumal jede eingeräumte Rabattierung zu einer Erhöhung des Referenzpreises zu Lasten der anderen Netznutzer führt. Diese Mehrbelastung würde jedoch noch höher ausfallen, wenn die Buchungen aufgrund des Direktleitungsbaus gänzlich entfallen, da hiermit keine Kostensenkung bei der bayernets GmbH verbunden wäre. Im Ergebnis erfolgt also keine Schlechterstellung der sonstigen Netznutzer.
- 601 Die Beschlusskammer ist zur Überzeugung gelangt, dass bei den Petenten ein Direktleitungsbau zum Anschluss an das österreichische Marktgebiet tatsächlich droht. Hierzu hat sich die Beschlusskammer entsprechende Projektierungen mit Kostenschätzungen vorlegen lassen und Investitionsrechnungen auf Basis der Annuitätenmethode durchgeführt. Eine erneute Bewertung war aufgrund der neuen Entscheidung nach Art. 26, 27 der Verordnung (EU) 2017/460 erforderlich, zumal mit der Marktgebietszusammenlegung sich die Gesamtsituation im Gasmarkt erheblich verändert hat. Entsprechende Neukalkulationen können lediglich durch die Realisierung der angedrohten Direktleitung ausgeschlossen werden.
- 602 Im Ergebnis stellt sich der Direktleitungsbau für die Petenten als wirtschaftlicher dar als die Entrichtung nunmehr weniger stark rabattierter Netzentgelte. Für den Petenten Wacker Chemie AG wurde hierbei aus mehreren vorgelegten alternativen Projektierungen der unmittelbare Anschluss an den Grenzübergangspunkt Überackern 2 sowie den Speicher Haidach angenommen. Dies stellt die Projektalternative mit den höchsten geschätzten Investitionskosten dar. Zur Überzeugung der Beschlusskammer kommt bei dieser Betrachtung ein Anschluss nur an den Speicheranschlusspunkt Haidach nicht in Betracht, weil diese Alternative von weiteren Faktoren (u.a. Verfügbarkeit von Kapazitäten im Speicher selbst) abhängig wäre. Auch ein Projektkonsortium zur Realisierung einer gemeinsamen Leitung vom Speicheranschlusspunkt zum Grenzübergangspunkt ist kein hinreichend dargelegtes, drohendes Szenario. Hierzu genügt keineswegs, dass ein Petent einseitig die Sinnhaftigkeit eines solchen Konsortiums erörtert. Beim Ansatz zu geringer Investitionskosten behält sich die Beschlusskammer die Einleitung eines Missbrauchsverfahrens vor.
- 603 Die im Zuge des Konsultationsverfahrens vorgelegten Kostenschätzungen haben zu keinen Beanstandungen geführt. Bezüglich des Petenten Wacker Chemie AG wurden hierbei die Kosten

berücksichtigt, die erforderlich sind sowohl für einen Anschluss an den Speicher Haidach (dort an die vorhandene GDRM-Anlage), als auch an den Grenzübergangspunkt Überackern 2. Wie im Vorgängerbeschluss wurden hierbei bezüglich des Petenten Wacker Chemie AG erhöhte Kosten für Dienstbarkeiten angesetzt. Da eine zwangsweise Enteignung der betroffenen Grundstückseigentümer aufgrund der bestehenden Versorgungslage ausscheidet, sind entsprechend erhöhte Kosten für die Dienstbarkeiten zu erwarten. Daher wurde diese Kostenposition pauschal mit dem Faktor 5 angesetzt, was dem vollständigen Verkehrswert der Grundstücke entspricht.

- 604 Für die Petenten am Speicher Haidach wurde aus mehreren vorgelegten alternativen Projektierungen nicht die Errichtung einer Direktleitung, sondern die Errichtung einer grenznahen Übergabestation am Punkt Überackern 2 angenommen. Hierbei würde ein direkter Anschluss an das österreichische Netz erfolgen. Auch dies stellt die Projektalternative mit den höchsten geschätzten Investitionskosten dar. Hintergrund ist der Umstand, dass die Errichtung einer Station am Grenzübergangspunkt realistischer erscheint als der Bau einer Parallelleitung, die den Grenzfluss Salzach queren müsste. Zudem ist wie erwähnt die Beschaffung von Dienstbarkeiten für einen Leitungsbau problematisch (wenn auch nicht ausgeschlossen).
- 605 Ausgehend von den so ermittelten Projektkosten hat die Beschlusskammer eine Kapitalkostenannuität berechnet sowie jährliche Betriebskosten in Höhe von 2 % der Investitionskosten angesetzt. Hierbei ist ein Mischzins von 4,27 % sowie eine Laufzeit von 4 Jahren angesetzt worden. Die Ermittlung der jährlichen Betriebskosten sowie des Mischzinses folgt den im Leitfaden der Regulierungsbehörden zur Ermittlung von Sonderentgelten nach § 20 Abs. 2 GasNEV (Entgelte zur Vermeidung von Direktleitungsbau) dargelegten Grundsätzen. Diese können für den vorliegenden Fall herangezogen werden, da die Regelung des § 20 Abs. 2 GasNEV wie auch das in diesem Fall vorgenommene Benchmarking eine Reduktion des Netzentgelts zur Vermeidung von drohendem Direktleitungsbau vorsehen. Aus der Tatsache, dass dies im Falle von § 20 Abs. 2 GasNEV Verteilernetzbereiche und im vorliegenden Fall einen Fernleitungsnetzbetreiber betrifft, ergeben sich keine Unterschiede in der Betrachtung des drohenden Direktleitungsbaus. Abweichungen von dieser kalkulatorischen Betrachtung sind lediglich bei tatsächlicher Realisierung des Direktleitungsbaus möglich.
- 606 Bezüglich der Laufzeit der Annuität wurden bei den im Tenor ausgewiesenen Entgelten entsprechend dem Leitfaden der Regulierungsbehörden zur Ermittlung von Sonderentgelten nach § 20 Abs. 2 GasNEV 4 Jahre angesetzt. Hinsichtlich der angenommenen Kapazitäten wurde beim Letztverbraucher Wacker Chemie AG die typische Buchungshöhe sowie beim Speicher Haidach lediglich die bestehenden Langfristverträge angesetzt. Der Ansatz lediglich der feststehenden Langfristbuchungen führt zu einem höheren indikativen Entgelt. Da es sich jedenfalls bei den



Angaben zu den genannten Kapazitätsbuchungen um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Petenten handelt, sind nähere Angaben zu den Kalkulationen nicht möglich.

- 607 An den Punkten Überackern 2 und Untergrundspeicher Haidach ist stets das sich aus Tenorziffer 3 b) ergebende Entgelt für die hier relevanten, beschränkten Produkte auszuweisen. Im Ergebnis ist jedoch der Transport zum Netzanschlusspunkt des Letztverbrauchers Wacker Chemie AG durch eine entsprechende Erhöhung des Entgelts für die Ausspeisekapazität so zu tarifieren, dass eine wirtschaftliche Gleichstellung zu einem hypothetischen Direktleitungsbau und der damit verbundenen Annuität gegeben ist.
- 608 Die anhand dieser kalkulatorischen Nutzungsdauer von vier Jahren ermittelten Entgelte unterliegen keinen weiteren Voraussetzungen. Wird der Beschlusskammer gegenüber jedoch nachgewiesen, dass eine höhere kalkulatorische Nutzungsdauer sachgerecht ist, können entsprechend weiter reduzierte Entgelte ausgewiesen werden. Um das Risiko auszuschließen, dass entsprechende Buchungen unterbleiben und der angenommene Deckungsbetrag nicht bei der bayernets GmbH eingeht, müssen sich in diesem Fall der jeweilige Petent bzw. die Petenten jedoch zur Deckung des Differenzbetrages zwischen den tatsächlichen Erlösen und den angesetzten jährlichen Gesamtkosten über die gesamte Dauer der angenommenen Nutzungsdauer verpflichten. Sollte es über die angenommene kalkulatorische Laufzeit von mehr als vier Jahren zu einer Unterdeckung kommen, wird die Beschlusskammer im Rahmen der Prüfung des Regulierungskontos nach § 5 ARegV diese stets als erzielbare Erlöse betrachten. Daher sollte der Netzbetreiber alle wirtschaftlichen zumutbaren Maßnahmen ergreifen bzw. einfordern, um die Vertragserfüllung seitens des oder der Petenten durch eine entsprechende Sicherheit sicherzustellen.
- 609 Diesen Vorgaben kann nicht entgegengehalten werden, dass beispielsweise der Speicherbetrieb ohnehin langfristig erfolge und eine entsprechende Verpflichtung nicht notwendig sei. Denn erfolgt der Speicherbetrieb tatsächlich langfristig und kommt es zu entsprechenden Buchungen, stellt die Verpflichtung im Ergebnis keine Belastung für die Petenten dar.
- 610 Die entsprechende Vereinbarung ist der Beschlusskammer vorzulegen. Damit wird diese in die Lage versetzt, zu prüfen, ob entsprechend der Vorgaben zum Benchmarking in sachgerechter Weise eine verlängerte Nutzungsdauer angesetzt wurde und die hierfür erforderlichen Voraussetzungen erfüllt wurden.
- 611 Zu Beginn jeder Regulierungsperiode und mit jeder Entscheidung nach Art. 26, 27 der Verordnung (EU) 2017/460 ist das reduzierte Entgelt neu zu kalkulieren. Sollte es hierbei insbesondere aufgrund geänderter Zinssätze zu einem geringeren oder höheren Entgelt kommen, so ist dieses neue Entgelt zwingend maßgeblich. Bei anfänglicher Annahme einer kalkulatorischen Nutzungsdauer von mehr als vier Jahren ist daher die damit einhergehende Zahlungsverpflichtung des Petenten entsprechend dynamisch auszugestalten. Aus der Rekalkulation kann sich eine

Absenkung oder Erhöhung der Entgelte ergeben. Diese Chancen und Risiken sind lediglich bei einem tatsächlichen Direktleitungsbau vermeidbar (wobei sich auch hier bei Refinanzierungen Änderungen der Kosten ergeben können). Die Rekalkulation ist der Bundesnetzagentur vorzulegen. Dies gilt auch für den Fall, dass eine Rekalkulation etwa aufgrund einer angepassten Nutzungsdauer oder angepasster Projektkosten erfolgt.

### **c) Ausgestaltung des Benchmarkings**

- 612 Die aufgrund des Benchmarkings reduzierten Entgelte sind nur bei Kombination der im Tenor ausgewiesenen Ein- und Ausspeisepunkte gültig. Im Vergleich zur Konsultationsfassung wird eine Versorgung des Petenten Wacker Chemie AG zu Benchmarking-Tarifen über den Speicher Haidach als Ergänzung zur Versorgung über den Grenzübergangspunkt Überackern 2 zugelassen, da eine entsprechende Direktleitung nach dem Vorbringen in der Konsultation ebendiese Anschlusssituation abbilden würde. Hierbei wird sichergestellt, dass entsprechende Gasmengen entweder mittels des Benchmarking-Tarifs eingespeichert wurden oder mittels einer unrabattierten Kapazität in den Speicher verschafft wurden, analog dem Tarif eines Grenzübertritts nach Österreich.
- 613 Ein reduzierter Zugang zum übrigen Marktgebiet, auch auf unterbrechbarer Basis, muss ausgeschlossen werden, denn dieser Zugang wäre durch die hypothetische Direktleitung nicht möglich. Zwar sieht der Beschluss BK7-18/052 (KASPAR) der Beschlusskammer 7 vor, dass es zukünftig keine Kapazitätsprodukte ohne wenigstens unterbrechbaren Zugang zum virtuellen Handlungspunkt mehr geben darf, sodass die Kapazität nicht schon von vorneherein entsprechend limitiert sein kann. Dem kann jedoch dadurch Genüge getan werden, dass die entsprechenden Kapazitäten zunächst mit der entsprechenden Nutzungsmöglichkeit und dementsprechend ohne Entgeltreduktion vermarktet werden. Verzichtet der Erwerber der Kapazität sodann freiwillig auf den Zugang zum Rest des Marktgebiets, kann ihm ein Teil des zu entrichtenden Entgelts nach den Vorgaben dieses Beschlusses erlassen werden. Der Verzicht gilt für das gesamte Kapazitätsprodukt (Laufzeit und Menge), ein „strukturierter“ Verzicht, bei dem nur einige wenige Nutzungsmöglichkeiten für den Zugang zum restlichen Marktgebiet mit dem vollen Briefmarkenentgelt bepreist werden, ist unzulässig. In diesem besonderen Ausnahmefall erachtet es die Beschlusskammer als zulässig, dass bei einer solchen Verzichtserklärung der Benchmarking-Tarif abgerechnet wird und erst, sofern innerhalb der Laufzeit einer Kapazität (d.h. bis maximal ein Jahr bei Jahresprodukten) gegen die Verzichtserklärung verstoßen werden sollte, der volle Tarif nacherhoben und für den Rest der Laufzeit berechnet wird.
- 614 Sollte ein Verstoß gegen den Verzicht seitens der Beteiligten befürchtet werden, kann dies nicht dazu führen, dass aus Toleranzgründen ein Zugang zum VHP bei Anwendung des Benchmarking-Tarifs gewährt wird. Dies gilt insbesondere auch für Leistungen aus dem Regel- und

Ausgleichsenergiesystem. Sollten sich auf Grund von Prognoserisiken bei der Belieferung z.B. des Letztverbrauchers Differenzen zwischen der ein- und ausgespeisten Gasmenge ergeben, ist dies als eine Nutzung des VHP und folglich als Verstoß gegen den Verzicht zu bewerten. Denn auch eine tatsächliche Direktleitung hätte keinerlei Zugang zum deutschen Marktgebiet bzw. Zugriff auf das deutsche Regel- und Ausgleichsenergiesystem. Wie in der Stellungnahme der bayernets GmbH dargelegt, kann dieses Risiko vermieden werden, indem kleinteiligere Buchungen erfolgen. Dies erachtet die Beschlusskammer vor dem Hintergrund der zu Gunsten der Petenten erfolgenden Sonderregelungen auch als zumutbar, genauso wie z.B. die Buchungen von teilweise mit dem Benchmarking-Tarif hinterlegten Produkten sowie Produkten, die mit dem Briefmarkenentgelt bepreist werden. Mit dieser Regelung wird zudem das Bedenken ausgeräumt, dass mittels der Benchmarking-Tarife doch Leistungen des Marktgebietes in Anspruch genommen werden.

- 615 Ergänzend ist für eingespeicherte Gasmengen vorgesehen, dass diese nicht in unsachgemäßer Weise einen vergünstigten Marktgebietsübertritt vollziehen können. Insofern erfolgt eine Gleichbehandlung mit anderen Speichern, die an mehrere Marktgebiete angeschlossen sind. Sofern Gas unter Nutzung der gemäß dem Benchmarking reduzierten Entgelte eingespeichert wird, gelten diese Gasmengen als aus dem österreichischen Marktgebiet kommend, unabhängig von der tatsächlichen Flusssituation.
- 616 Generell sind auch unterjährige Buchungen unter Anwendung entsprechender Multiplikatoren zulässig. Bezüglich des Speichers Haidach sind jedoch weitere Rabatte nach Art. 9 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 nicht zusätzlich anzuwenden, da bereits eine Kalkulation des Reservepreises für die Buchung erfolgt ist. Ein zusätzlicher Speicherrabatt würde zu einer systematischen Unterdeckung der kalkulierten Kosten zu Lasten der übrigen Netznutzer führen.

#### **d) Ergänzende Erwägungen**

- 617 Durch die Regelungen werden keine Anreize geschaffen, in grenznahen Gebieten Investitionen in gasabnehmende Infrastrukturen zu tätigen. Denn es erfolgt gerade kein verbilligter Zugang zum virtuellen Handlungspunkt. Etwaige Petenten werden wirtschaftlich schlicht so gestellt, wie sie stünden, wenn sie sich unmittelbar an ein anderes Marktgebiet anschließen würden.
- 618 Die hier dargelegten Grundsätze und Kalkulationen betreffen einen eindeutig abgrenzbaren Sonderfall, der aufgrund des grenzüberschreitenden Sachverhalts auch einen europäischen Bezug aufweist. Im Übrigen verbleibt es gemäß Art. 6 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 bei der Anwendung der Referenzpreismethode auf alle Ein- und Ausspeisepunkte. Sofern für andere bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte die grundsätzlichen Regelungen gemäß Abschnitt B.III.1 einschlägig sind, ist dies sachgerecht. Dies ergibt sich insbesondere aus der Erreichbarkeit des virtuellen Handlungspunktes und dem Umstand, dass es in einem größeren Maßstab (etwa zur

Verbindung von Kopplungspunkten) Direktleitungen nicht geben kann. Diese Konstellationen wären vielmehr als Fernleitungsnetzbetreiber einzuordnen.

619 Die Beschlusskammer ist auch nicht gehalten, ergänzend zur Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke einen abstrakten, allgemein anwendbaren Mechanismus festzulegen, der eine Reaktion auf Wettbewerbssituationen ermöglicht. Dieser Mechanismus ist, wie dargelegt, bereits in Art. 6 Abs. 4 lit. a der Verordnung (EU) 2017/460 angelegt und kann gemäß des Verordnungswortlautes im konkreten Einzelfall nur aufgrund einer Entscheidung der nationalen Regulierungsbehörde zur Anwendung kommen. Andere konkrete, nachweisliche Wettbewerbssituationen sind der Beschlusskammer nicht bekannt.

#### **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)**

620 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. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460.

621 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 oder Abschläge nach Art. 16 der Verordnung (EU) 2017/460 zur Gewichtung der Kapazitäten berücksichtigt werden.

622 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.

623 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. Bezüglich der Besonderheiten aus der Anpassung der Festlegung MARGIT 2021 für das vierte Quartal 2021 wird auf die Ausführungen unter Abschnitt B.I.3 verwiesen.

#### **V. Fernleitungsdienstleistungen und Systemdienstleistungen gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffern 5 bis 8 des Tenors)**

624 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 (Ziffer 5 des Tenors)

- 625 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. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1, Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii, Art. 4 Abs. 1 und 4 der Verordnung (EU) 2017/460.
- 626 Die Übernahme der Umstellungskosten als solche durch die Netzbetreiber und in letzter Konsequenz durch bestimmte Netzkunden bedarf vor dem Hintergrund der Verordnung (EU) 2017/460 keiner besonderen Erörterung. Der deutsche Gesetzgeber hat in § 19a Abs. 1 S. 1 EnWG angeordnet, dass die notwendigen technischen Anpassungen der Netzanschlüsse, Kundenanlagen und Verbrauchsgeräte zu den zwingenden Aufgaben eines Netzbetreibers gehört. Diese Bestimmung hat für sich genommen noch keinen unmittelbaren Bezug zur Entgeltbildung und liegt somit außerhalb des Anwendungsbereichs der Verordnung (EU) 2017/460. Indem der Gesetzgeber zudem in § 19a Abs. 1 S. 3 EnWG eine bundesweite Umlage dieser Kosten anordnet, die denknötwendig nur über die das Gesamtsystem aufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber erfolgen kann, ist zudem die Übernahme aller auf Verteilnetzebene entstehenden Kosten durch die Fernleitungsnetzbetreiber festgeschrieben. Auch dies betrifft im ersten Schritt nur die Kostenseite, nicht die von der Verordnung (EU) 2017/460 geregelten Entgelte. Zu erörtern und an den Maßstäben der Verordnung (EU) 2017/460 zu messen ist hingegen die Umsetzung der gegebenen Kosten in Entgelte.
- 627 Die Marktraumumstellungsumlage wird gemäß Art. 4 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 als Systemdienstleistung eingestuft. Die Kosten der Umstellung 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 nur zu einem geringen Teil 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. Wesentlicher Kostentreiber sind stattdessen die umzustellenden Verbrauchsgeräte der Anschlusskunden. Hierfür entstehen zum einen Kosten für die Anpassung der Geräte an sich, also in der Regel der Austausch einer Düse. Zum anderen entstehen erhebliche Personal- und Organisationskosten, da die Bevölkerung der betroffenen Gebiete durch Informationskampagnen auf die Umstellung vorbereitet und sodann sowohl für die Erfassung der vorhandenen Geräte, für den eigentliche Umstellung und schließlich für die Sicherheits- und Qualitätskontrolle jeweils innerhalb begrenzter Zeitfenster technisches Personal in jeden einzelnen Haushalt in einem Umstellungsgebiet entsandt werden muss. Die Verbrauchsgeräte befinden sich mehrheitlich in den Netzgebieten der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber und werden von diesen umgestellt, die entsprechenden Kosten werden also nur über den Umlagemechanismus bei den Ausspeiseentgelten der Fernleitungsnetzbetreiber allokiert. Den Fernleitungsnetzbetreibern selbst obliegt lediglich die Umstellung einiger direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossener Industriekunden, wobei aber auch hier nicht das eigene

Anlagevermögen, sondern jenes dieser Anschlusskunden tangiert wird. Nur soweit auch technische Veränderungen am Fernleitungsnetz vorgenommen werden müssen, weil sich z.B. infolge der Umstellung Flussrichtungen verändern und das Netz hierauf bisher nicht vorbereitet war oder nachgelagerte Netzbetreiber, die sich im laufenden Umstellungsprozess befinden, teilweise mit L-Gas und teilweise mit H-Gas versorgt werden müssen, und hierfür eine zusätzliche Anschlussleitung geschaffen werden muss, ist das regulierte Anlagevermögen der Fernleitungsnetzbetreiber betroffen. Solche Kosten machen jedoch nur einen geringen Anteil an den gesamten Umstellungskosten aus. Der auf das Entgelt aufgeschlagene Wälzungsbetrag ist lediglich ein abstrakter Wert, in dem die Kosten aller Fernleitungsnetzbetreiber anteilig erfasst sind.

- 628 Die Einzelheiten des 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 in der Fassung vom 30.09.2019 (KOV) gewährleistet, welche nach Einschätzung der Beschlusskammer den Bestimmungen dieses Beschlusses und jenen des Art. 4 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 genügt.
- 629 Die Kosten der Marktraumumstellung werden gemäß Art. 4 Abs. 4 S. 3 der Verordnung (EU) 2017/460 von allen Netznutzern an den Ausspeisepunkten mit Ausnahme von Kopplungspunkten und Speicherpunkten getragen, 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 (Konni 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 hat sich die Beschlusskammer dazu entschieden, 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 Transitzustandkunden genutzt, sodass diese indirekt doch zur Finanzierung der Gasumstellung herangezogen würden.

630 Mehr- oder Mindererlöse aus dem Umlagemechanismus werden 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 Mehr- und Mindererlösen aus Fernleitungsdienstleistungen 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.

631 Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Datenabfrage keine Angaben zur voraussichtlichen Höhe der Marktraumumstellungskosten gemacht. Die Beschlusskammer hat deshalb die für das Jahr 2020 angemeldeten Umstellungskosten in Höhe von 179.168.392,21 € zu Grunde gelegt und auf die im Jahr 2021 umzustellenden Geräte hochgerechnet. Laut dem Umsetzungsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan 2018 - 2028 ist für das Jahr 2020 die Umstellung von 395.800 Gasverbrauchsgeräten und für das Jahr 2021 die Umstellung von 542.000 Gasverbrauchsgeräten vorgesehen. Bei pauschaler Unterstellung einer gleichbleibenden Relation zwischen Umstellungskosten und Geräteanzahl ergibt sich für das Jahr 2021 ein voraussichtliches Kostenvolumen von 245.349.339,52 €. Hieraus und aus den von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Kapazitätsprognosen hat die Beschlusskammer das indikative Entgelt für die Marktraumumstellungsumlage berechnet, welches sich ebenso wie sein Anteil an den zulässigen Gesamterlösen im Marktgebiet aus der Anlage 1 ergibt.



## 2. Biogasumlage (Ziffer 6 des Tenors)

- 632 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. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1, Art. 26 Abs. 1 lit. c Ziffer ii, Art. 4 Abs. 1 und 4 der Verordnung (EU) 2017/460.
- 633 Auch beim Biogas steht die grundsätzliche Entscheidung des deutschen Ordnungsgebers, den Netzbetreibern nach § 20a GasNEV und den §§ 33 ff. GasNZV gewisse Kosten aufzuerlegen und diese gemäß § 20b GasNEV über eine bundesweite Umlage abzuwickeln, hinsichtlich der von den Fernleitungsnetzbetreibern zu tragenden Kosten außerhalb des Anwendungsbereichs der Verordnung (EU) 2017/460. Zu erörtern ist wiederum die Umsetzung dieser Fernleitungskosten in konkrete Entgelte.
- 634 Die Biogasumlage wird gemäß Art. 4 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/460 als Systemdienstleistung eingestuft. Die Kosten der Biogaseinspeisung 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 nur zu einem geringen Teil im Zusammenhang mit Investitionen in Infrastruktur, die zum regulierten Anlagevermögen für die Erbringung von Fernleistungsdienstleistungen i.S.d. Art. 4 Abs. 1 S. 1 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/460 gehört. Wesentlicher Kostentreiber sind stattdessen die an das Netz angeschlossenen Biogasanlagen. Nach § 33 Abs. 1 GasNZV haben die Netzbetreiber den Netzanschluss der Biogasanlagen sicherzustellen und tragen hierfür im Regelfall 75 Prozent der Kosten. Die hierbei errichtete Biogaseinspeiseanlage und deren Verbindungsleitung zum Bestandsnetz stellen unzweifelhaft Investitionen in das Anlagevermögen des Netzbetreibers dar. Ferner ist der Netzbetreiber nach § 33 Abs. 2 GasNZV zu Wartung und Betrieb des Netzanschlusses bzw. der Einspeiseanlage verantwortlich. Hierbei handelt es sich nicht um Investitionen, sondern um operative Kosten, mögen sie auch einen deutlichen Bezug zu der zum regulierten Anlagevermögen gehörenden Einspeiseanlage haben. Nach § 34 Abs. 2 S. 3 und 4 sowie § 33 Abs. 10 GasNZV hat der Netzbetreiber alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Gewährleistung einer ganzjährigen Einspeisung des Biogases zu treffen und nötigenfalls die Kapazität seines Netzes entsprechend zu erhöhen oder sogar Anlagen für die Rückverdichtung und Deodorierung des Gases zum Zwecke der Rückspeisung in vorgelagerte Netze zu errichten. Diese Maßnahmen sind Investitionen und können zu Zuwächsen im regulierten Anlagevermögen in erheblichem Maße führen. § 35 GasNZV verpflichtet die Marktgebietsverantwortlichen zur Einrichtung eines erweiterten Bilanzausgleichs für die Ein- und Ausspeisung von Biogas. Hierdurch entstehen lediglich operative Kosten, die überdies zunächst nicht die Netzbetreiber, sondern die von diesen benannten Marktgebietsverantwortlichen betreffen, aber gleichwohl über die Biogasumlage verteilt werden. Nach § 36 Abs. 3 und 4 GasNZV hat der Netzbetreiber auf eigene Kosten gewisse Teile der chemischen Aufbereitung des Biogases für die Einspeisung ins Netz sowie die Odorierung und Messung zu übernehmen.

Teilweise stehen diese Kosten im Zusammenhang mit Investitionen ins regulierte Anlagevermögen, da die zu errichtende Einspeiseanlage die technischen Voraussetzungen für diese Aufgaben erfüllen muss; im Übrigen handelt es sich um laufende Betriebskosten. Schlussendlich zahlt der Netzbetreiber dem Transportkunden, der unmittelbar Biogas in sein Netz einspeist, gemäß § 20 a GasNEV ein Entgelt in Höhe von 0,007 € je Kilowattstunde für zehn Jahre ab Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses. Diese Bestimmung wurde vom Verordnungsgeber eingeführt, da bei der dezentralen Einspeisung von Biogas die der Einspeisung vorgelagerten Netze nicht in Anspruch genommen und dadurch Netzentgelte vermieden werden. Diese vermiedenen Netzentgelte werden dem Transportkunden vom Netzbetreiber, in dessen Netz das Biogas eingespeist wird, mit dem Pauschalbetrag von 0,007 €/kWh erstattet. Dies gilt unabhängig von der Netzebene, in die eingespeist wird, also auch auf Fernleitungsebene. Die genannten Kosten haben offensichtlich keinen Bezug zum regulierten Anlagevermögen. Sie haben auch keinen direkten Bezug zur Kapazität, da sie nur an die Menge des eingespeisten Gases anknüpfen. Insgesamt lässt sich festhalten, dass einige (regelmäßig besonders gewichtige) Bestandteile der Biogaslage im Zusammenhang mit Investitionen in reguliertes Anlagevermögen stehen. Ähnlich wie bei der Marktraumumstellung gilt jedoch auch hier, dass es sich dabei ganz überwiegend um Kosten von Verteilnetzbetreibern, folglich also nicht um das regulierte Anlagevermögen der Fernleitungsnetzbetreiber handelt. Nur ein sehr geringer Anteil der Biogasanlagen ist unmittelbar an das Fernleitungsnetz angeschlossen. Dementsprechend bildet auch die Biogaslage nur zu einem sehr geringen Anteil Kosten ab, die auf Investitionen in das Anlagevermögen der Fernleitungsnetzbetreiber zurückgehen. Überdies gilt auch hier, dass der von jedem Fernleitungsnetzbetreiber zu vereinnahmende Wälzungsbetrag Ergebnis einer Gesamtbetrachtung aller von den Fernleitungsnetzen getragenen Biogaskosten ist und nur noch mittelbaren Bezug zu seinen individuellen Kosten hat.

635 Die Einzelheiten des 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 in der Fassung vom 30.09.2019 (KOV) gewährleistet, welche nach Einschätzung der Beschlusskammer sowohl den Bestimmungen dieses Beschlusses als auch jenen des Art. 4 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 genügt.

636 Die bei den Fernleitungsnetzbetreibern entstehenden Kosten der Biogaseinspeisung werden gemäß Art. 4 Abs. 4 S. 3 der Verordnung (EU) 2017/460 von allen Netznutzern getragen, da sie allen Netznutzern zugutekommen. Alle Kunden profitieren von der dezentralen Einspeisung von Biogas und der damit verbundenen erhöhten Liquidität in ihrem jeweiligen Marktgebiet. Kopplungspunkte werden hiervon jedoch ausgenommen. Da die Förderung der Einspeisung nicht nur die Liquidität in den Netzen erhöht, sondern sich im Ergebnis auch als wirtschaftliche

Unterstützung der in Deutschland ansässigen Biogasproduktion auswirkt, während im Ausland produzierende Unternehmen nicht davon profitieren können, erscheint es zur Vermeidung diskriminierender Effekte angemessen, auch ausschließlich innerdeutsche Ausspeisepunkte mit den entsprechenden Kosten zu belasten. Ferner werden Ausspeisepunkte zu Speichern ausgenommen. Speicher leisten bereits einen Beitrag zur Dezentralisierung der Erdgasversorgung und sollten daher nicht zusätzlich belastet werden.

- 637 Mehr- oder Mindererlöse aus dem Umlagemechanismus werden 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 Mehr- und Mindererlösen aus Fernleitungsdienstleistungen 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.
- 638 Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Datenabfrage keine Angaben zur voraussichtlichen Höhe der Biogaskosten gemacht. Die Beschlusskammer hat deshalb die für das Jahr 2020 angemeldeten Kosten in Höhe von 196.503.617,96 € zu Grunde gelegt. Vergleiche mit Werten aus den vergangenen Jahren zeigen, dass diese Kosten derzeit nur geringfügig schwanken und in ihrer Entwicklung keine generelle kostensenkende oder kostensteigernde Tendenz erkennen lassen, weshalb das Kostenvolumen voraussichtlich als repräsentativ auch für die nahe Zukunft betrachtet werden kann. Hieraus und aus den von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Kapazitätsprognosen hat die Beschlusskammer das indikative Entgelt für die Biogasumlage berechnet, welches sich ebenso wie sein Anteil an den zulässigen Gesamterlösen im Marktgebiet aus der Anlage 1 ergibt.

### **3. Messstellenbetrieb einschließlich Messung (Ziffer 7 des Tenors)**

- 639 Die Anordnungen in Ziffer 7 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 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.

640 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**

641 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.

642 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.

- 643 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 allokiert 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 Systemdienstleistungen 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 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 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.

644 Davon abweichend wird für einen Übergangszeitraum noch eine Abwicklung über das bisherige Regulierungskonto gemeinsam mit dem Ausgleich der Differenzen aus Fernleitungsdienstleistungen vorgenommen. Nach den Erkenntnissen der Beschlusskammer erfolgte die Abgrenzung zwischen den Kosten für den Messstellenbetrieb bzw. die Messung und sonstigen Kosten bisher bei den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern sehr uneinheitlich und nicht notwendigerweise im Einklang mit den in diesem Beschluss vorgegebenen Grundsätzen. Um den Systemwechsel von daraus resultierenden Effekten freizuhalten, erfolgt die Auftrennung von Messstellenbetriebskosten und Fernleitungskosten im Regulierungskonto erst, sobald diese nach einheitlichen und eindeutigen Regeln abgegrenzt wurden, aber nicht für noch auszugleichende Differenzen, die bei Inkrafttreten dieses Beschlusses bereits auf dem Regulierungskonto aufgelaufen sind. Die getrennte Ausschüttung wird somit erstmals in den Entgelten für das Kalenderjahr 2022 berücksichtigt, in welche die im Kalenderjahr 2021 ermittelten Werte aus dem Kalenderjahr 2020 einfließen.

645 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**

646 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.

- 647 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.
- 648 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 und Speicherpunkten**

- 649 Der Betrieb von Messstellen an Kopplungspunkten 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 Ausspeisepunkten ohnehin keine Anwendung

findet und ein Markt für konkurrierende Messstellenbetreiber mangels potentieller Auftraggeber (abgesehen von den Netzbetreibern selbst) nicht besteht.

#### **4. Nominierungsersatzverfahren (Ziffer 8 des Tenors)**

- 650 Die Anordnungen in Ziffer 8 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 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.
- 651 Bei dem Nominierungsersatzverfahren gemäß § 15 Abs. 3 GasNZV 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 hat.
- 652 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. 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.

#### **VI. Zeitliche Geltung der Festlegung gemäß Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 (Ziffer 9 des Tenors)**

- 653 Die Anordnungen in Ziffer 9 des Tenors ergehen auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 und 3 EnWG i.V.m. Art. 27 Abs. 4 S. 1 und Art. 27 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/460.
- 654 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. Obgleich die letzten Entscheidungen der Beschlusskammer nach Art. 27 der Verordnung (EU) 2017/460 erst am 29.03.2019 ergingen (BK9-18/610-NCG und BK9-18/611-GP), hat sich die Beschlusskammer entschieden, das Verfahren bereits nach einem Jahr zu wiederholen. Hintergrund ist die voraussichtlich zum 01.10.2021 erfolgende Zusammenlegung der bisherigen beiden Marktgebiete Net Connect Germany und Gaspool zu einem gemeinsamen gesamtdeutschen Marktgebiet. Zum einen existieren die Marktgebiete, auf welche sich die Geltung der beiden Beschlüsse erstreckt, ab diesem Zeitpunkt nicht mehr, so dass deren zeitlicher



Anwendungsbereich schon formal endet. Zum anderen führt die Zusammenlegung zu einer wesentlichen Veränderung des Kapazitätsgerüsts, die eine Überprüfung der festgelegten Referenzpreismethode und eine erneute Bewertung der Kostenzuweisung nach Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/460 angezeigt erscheinen lässt. Eine erneute Durchführung des Verfahrens kann aufgrund von neuen Erkenntnissen zum Mengenrisiko nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 geboten sein. Auch weitere Entwicklung im Zuge der Marktgebietszusammenlegung oder der Energiewende könnten ein neues Verfahren erforderlich machen. Hierbei ist jedoch auch stets das Interesse der Netznutzer an einem stabilen und verlässlichen Entgeltsystem in den Blick zu nehmen. Sollte die Beschlusskammer hierbei keinen entsprechenden Bedarf für ein neues Verfahren feststellen, wird dieser Beschluss fortbestehen, bis er gem. Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 spätestens mit Wirkung für das Jahr 2026 durch einen Folgebeschluss ersetzt wird.

655 Klarstellend sei erwähnt, dass der Beginn und die Dauer von Regulierungsperioden und Entgeltperioden von dieser Festlegung nicht geregelt werden. Die Regulierungsperioden dauern gemäß § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre. Die dritte Regulierungsperiode läuft vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2022, die vierte Regulierungsperiode wird vom 01.01.2023 bis zum 31.12.2027 laufen; siehe § 3 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 34 Abs. 1b S. 1 ARegV. Die Entgeltperiode ist stets das Kalenderjahr, § 17 Abs. 3 S. 1 ARegV.

## **VII. Berichtspflicht gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV i.V.m. § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV (Ziffer 10 des Tenors)**

656 Die Anordnungen in Ziffer 10 des Tenors ergehen auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV i.V.m. § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV.

657 Gemäß Tenorziffer 10 a) besteht im Hinblick auf die von Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 vorgegebenen Punkte eine Anzeigepflicht. Sollte vor der Wiederholung dieses Verfahrens gemäß Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 ein neuer, in dieser Festlegung nicht berücksichtigter Sachverhalt insbesondere in Form von neuen Systemdienstleistungen bei einem im deutschen Marktgebiet tätigen Fernleitungsnetzbetreiber auftreten, der eine Neubewertung der in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 genannten Punkte erforderlich machen könnte, ist dieser Sachverhalt unverzüglich der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Darüber hinaus ist gemäß Tenorziffer 10 b) grundsätzlich nach Abschluss einer Entgeltperiode ein Bericht zu erstellen, mit dem das Mengenrisiko nach Art. 7 S. 2 lit. d der Verordnung (EU) 2017/460 bewertet werden kann.

658 Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des EnWG genannten Zwecke kann die Regulierungsbehörde Entscheidungen durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des EnWG treffen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 ARegV zu erhebenden

und mitzuteilenden Daten, § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV. Gemäß § 28 S. 1 Nr. 3 ARegV haben die Netzbetreiber der Regulierungsbehörde die zur Überprüfung der Netzentgelte nach § 17 ARegV notwendigen Daten, insbesondere die in dem Bericht nach § 28 der GasNEV enthaltenen Daten, mitzuteilen.

- 659 Zur laufenden Überprüfung und Einschätzung insbesondere von Netzentgelten und Entgelten für Systemdienstleistungen anhand der durch Verordnung (EU) 2017/460 aufgestellten Kriterien ist es erforderlich, dass die Bundesnetzagentur rechtzeitig Kenntnis von neuen Sachverhalten erlangt, die möglicherweise eine neue Konsultationspflicht nach Art. 26 der Verordnung (EU) 2017/460 auslösen können. Bei gravierenden Änderungen kommt insbesondere eine Vorziehung der gemäß Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 mindestens alle fünf Jahre zu wiederholenden Konsultation in Betracht. Vor diesem Hintergrund ist eine verbindliche Meldepflicht wie durch Tenorziffer 10 a) angeordnet erforderlich und angemessen.
- 660 Darüber hinaus wird die Bundesnetzagentur durch den Bericht gemäß Tenorziffer 10 b) in die Lage versetzt, die Auswirkungen der gemeinsam anzuwendenden, festgelegten Referenzpreismethode insbesondere auf das Buchungsverhalten von Netznutzern zu eruieren. Dabei kann der Bericht ein erster Anhaltspunkt für Änderungen des Buchungsverhaltens sein. Zwar wird - wie erörtert - im vorliegenden Ein- und Ausspeisesystem nicht erheblich mehr Gas in andere Systeme als zu Verbrauchszwecken im eigenen System transportiert, so dass entsprechend Erwägungsgrund Nr. 6 der Verordnung (EU) 2017/460 Sicherheitsmechanismen zum Schutz „gefangener“ Kunden vor den Risiken großer Transitflüsse nicht per se erforderlich sind. Im Zuge bisheriger Konsultationen und Gerichtsverfahren wurde jedoch an die Bundesnetzagentur wiederholt die Besorgnis herangetragen, durch die gemeinsame Anwendung der festgelegten Referenzpreismethode könnte es zu einem Wegfall von Buchungen kommen, die dem Transit zuzuordnen seien. Sofern sich aus dem Bericht Anhaltspunkte hierfür ergeben, können diese (in Verbindung mit weiterer Aufklärung der Entwicklungen) in den folgenden Festlegungsverfahren, die gemäß Art. 26 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 zyklisch durchzuführen sind, berücksichtigt werden. Die Berichtspflicht umfasst zur Klarstellung auch das Jahr 2020, da die zuvor angeordneten Berichtspflichten in den Vorgängerfestlegungen mit dem Erlass der hiesigen Folgeentscheidung nach Art. 27 Abs. 5 S. 4 der Verordnung (EU) 2017/460 auslaufen sollten. Für die Zeiträume bis zur Marktgebietszusammenlegung ist eine entsprechende Differenzierung des Berichts vorgesehen.
- 661 Da gemäß Art. 10 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/460 die Referenzpreismethode durch die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam anzuwenden ist und diese den Veröffentlichungspflichten nach Art. 29, 30 der Verordnung (EU) 2017/460 gemäß Art. 10 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2017/460 gemeinsam nachzukommen haben, erachtet die Beschlusskammer auch eine gemeinsame Berichtspflicht gemäß Tenorziffer 11 S. 2 ff. als zweckdienlich. Aufgrund der in

diesem Beschluss mehrfach erörterten Kooperationspflicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist eine solche abgestimmte Vorgehensweise auch sachgerecht. Sofern einzelne Fernleitungsnetzbetreiber abweichende Stellungnahmen einreichen möchten, steht dies ihnen selbstverständlich frei.

- 662 Die Abfrage bezieht sich neben der technischen Kapazität einerseits auf die prognostizierte, durchschnittlich kontrahierte, unangepassten Kapazität (wie sie auch in die Referenzpreismethode vor der Anpassung nach Art. 6 Abs. 4 lit. c der Verordnung (EU) 2017/460 einfließt) und andererseits auf die entsprechend durch Multiplikatoren und Abschläge angepasste Kapazität (die die oben genannte Anpassung erforderlich macht).
- 663 Soweit den Fernleitungsnetzbetreibern unmöglich sein sollte zu erörtern, inwiefern die Entwicklung auf wesentlichen Änderungen der technischen Kapazität, dem Buchungsverhalten von Netznutzern oder sonstigen Gründen beruht, ist dies im Bericht zu begründen.
- 664 Darüber hinaus sieht die Berichtspflicht vor, dass die entgangenen Erlöse aufgrund der Entgeltbefreiungen für Biogas und Power-to-Gas aufgezeigt werden. Dadurch werden die Bundesnetzagentur und der Markt in die Lage versetzt, die Entwicklung der monetären Auswirkungen dieser Regelung besser nachzuvollziehen.
- 665 Der Bericht ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu veröffentlichen. Dies entspricht der Forderung einiger Marktteilnehmer aus der Konsultation, die gesammelten Daten und Analysen öffentlich zugänglich zu machen. Dies erachtet die Beschlusskammer für sachgerecht, da die vorliegenden Fragen ohnehin öffentlich und umfassend zu konsultieren sind.

### **VIII. Datenerhebung (Ziffer 11 des Tenors der Anhörungsfassung)**

- 666 Die Beschlusskammer hat auf die im Rahmen der Anhörungsfassung vorgesehene Datenerhebung verzichtet. Zum einen würde diese, wie in der Konsultation erörtert wurde, zu einem zu späten Zeitpunkt erfolgen, um rechtzeitig ein Verfahren für die Entgelte ab dem 01.01.2022 abschließen zu können. Zum anderen ist durch andere Mechanismen wie die Berichtspflicht nach Tenorziffer 10 b) sichergestellt, dass die Beschlusskammer auf Grundlage von neuen Erkenntnissen ein Verfahren nach Art. 26, 27 der Verordnung (EU) 2017/460 wird einleiten können.

### **IX. Sonstiges**

- 667 Die Anlagen 1 bis 6 sind Bestandteil dieses Beschlusses.
- 668 Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.
- 669 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 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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

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

Bonn, den 11.09.2020

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzer

Dr. Christian Schütte

Dr. Ulrike Schimmel

Roland Naas