



- Beschlusskammer 7 -

Beschluss

Az.: BK7-23-043

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Festlegung zur Anerkennung von Instrumenten zur Kapazitätserhöhung
(„ANIKA“)

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

durch ihre Vorsitzende Anne Zeidler,
ihren Beisitzer Dr. Werner Schaller
und ihre Beisitzerin Claudia Aubel

am 21.03.2024 beschlossen:

1. Fernleitungsnetzbetreiber haben, sofern sie über die bestehende Netzinfrastruktur feste frei zuordenbare Ein- und Ausspeisekapazität (FZK) nicht im ausreichenden Maß anbieten können, wirtschaftlich zumutbare kapazitätserhöhende Maßnahmen zu prüfen, um das Angebot von FZK im Rahmen der technischen Kapazität zu erhöhen.
2. Das ausreichende Maß an FZK ergibt sich aus dem jeweils aktuellen marktgebietsweiten langfristigen Kapazitätsbedarf, den die Fernleitungsnetzbetreiber im Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu ermitteln haben. Änderungen des ausreichenden Maßes,

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen

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

Telefax Bonn
0228 14-8872

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

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

die sich insbesondere im Zeitraum zwischen den zweijährigen Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG ergeben, sind beim Angebot von FZK zu berücksichtigen. Sofern vor der Jahresauktion 2024 die Ermittlung des marktgebietsweiten langfristigen Kapazitätsbedarfs im Verfahren der Netzentwicklungsplanung nicht oder nicht rechtzeitig erfolgen kann, haben die Fernleitungsnetzbetreiber diese Ermittlung in einem gesonderten Prozess nach den gleichen inhaltlichen Maßstäben vorzunehmen.

3. Als kapazitätserhöhende Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots von FZK kommen in Betracht:
 - a) Instrumente, die überwiegend im Vorfeld der Kapazitätsvermarktung beschafft werden. Hierunter fallen insbesondere:
 - aa) Vertragliche Vereinbarungen mit Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazität zu erhöhen (Lastflusszusagen);
 - bb) Das Angebot von Ein- und Ausspeisekapazität, die mit bestimmten Zuordnungsaufgaben verbunden ist.
 - b) Instrumente, die zur Absicherung bereits vermarkteter FZK im Engpassfall beschafft werden (Marktbasierte Instrumente). Hierunter fallen ausschließlich:
 - aa) Ein standardisiertes, börsenbasiertes Produkt, über das Gas zeitgleich in einer Zone vor dem Engpass verkauft und in einer anderen Zone hinter dem Engpass gekauft wird (Spread-Produkt).
 - bb) Der Transport von Gas über angrenzende Transportnetze außerhalb des deutschen Marktgebietes zwischen mehreren buchbaren und räumlich voneinander entfernten virtuellen Kopplungspunkten (VIP) oder Grenzübergangspunkten zur Behebung eines Engpasses innerhalb des Marktgebietes (Drittnetznutzung).
 - cc) Die verbindliche Abweichung von der in einem VIP-Vertrag zwischen den beteiligten deutschen und benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern vereinbarten Flussaufteilung an den physischen Kopplungspunkten des VIP zur Behebung eines Engpasses innerhalb des Marktgebietes (VIP-Wheeling).

Die vorgenannten Instrumente werden jeweils engpassspezifisch beschafft bzw. eingesetzt. Sofern die Fernleitungsnetzbetreiber den Einsatz weiterer Marktbasierter Instrumente für erforderlich oder sinnvoll halten, haben sie dies gegenüber der Beschlusskammer anzuzeigen und die Gründe dafür darzulegen. Der Einsatz solcher Marktbasierter Instrumente bedarf der vorherigen Anpassung dieser Festlegung.

- c) Eine Maßnahme zur Reduzierung bereits kontrahierter fester und nominierter Einspeisekapazität oder zur Erhöhung der Nominierung bereits kontrahierter fester Ausspeisekapazität in einer überspeisten Zone vor dem Engpass (Kapazitätsrückkauf).
4. Bei der Prüfung wirtschaftlich zumutbarer kapazitätserhöhender Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots an FZK haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Ziel zusammen zu arbeiten, den Einsatz von kapazitätserhöhenden Maßnahmen möglichst gering zu halten. Sie haben zunächst kapazitätserhöhende Maßnahmen nach Tenorziffer 3 lit. a) und lit. b) zu prüfen. Ergibt die Prüfung, dass wirtschaftlich zumutbare kapazitätserhöhende Maßnahmen nach Tenorziffer 3 lit. a) und lit. b) möglich und geeignet sind, haben sie die Maßnahmen unter Berücksichtigung der Zwecke des EnWG in der Reihenfolge auszuwählen und zu ergreifen, die so kosteneffizient wie möglich die größtmögliche Erhöhung des Angebots an FZK im Marktgebiet sicherstellt. Die Prüfung des Kapazitätsrückkaufs kommt nur nachrangig zu den anderen Maßnahmen in Betracht.
5. Kapazitätserhöhende Maßnahmen nach Tenorziffer 3 sind in diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren zu angemessenen Bedingungen zu beschaffen.
- a) Hinweis: Für die Beschaffung von Lastflusszusagen nach Tenorziffer 3 lit. a), aa) gelten die Vorgaben der Festlegung der Kosten für Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV vom 15.05.2014, Az. BK9-14/606 (KOLA).
 - b) Für die Beschaffung Marktbasierter Instrumente im Engpassfall nach Tenorziffer 3 lit. b) gelten die folgenden Vorgaben:
 - aa) Der Einsatz von Marktbasierten Instrumenten setzt voraus, dass die Fernleitungsnetzbetreiber Engpasszonen vor und hinter dem Engpass oder den Engpässen diskriminierungsfrei anhand von technischen Netzrestriktionen definieren, die über eine ausreichend große Anzahl potentieller Anbieter und dadurch über eine hinreichende Funktionsfähigkeit verfügen.
 - bb) Vor der Beschaffung Marktbasierter Instrumente sind sonstige geeignete, dem konkreten Engpass entgegenwirkende Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG, die mit geringeren Beeinträchtigungen der Gasversorgung und der Netznutzer verbunden sind, auszuschöpfen.
 - cc) Die Beschaffung Marktbasierter Instrumente erfolgt durch die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam, die diese Aufgabe dem Marktgebietsverantwortlichen übertragen können, nach den folgenden Prozessschritten:
 - (1) Prozessschritt 1: Die Fernleitungsnetzbetreiber ermitteln die zur Behebung eines konkreten Engpasses voraussichtlich erforderliche Bedarfsmenge an Marktbasierten Instrumenten und den Bedarfszeitpunkt.

- (2) Prozessschritt 2: Die ermittelte Bedarfsmenge an Marktbasierten Instrumenten und der Bedarfszeitpunkt werden veröffentlicht und die Marktteilnehmer zur Abgabe von Angeboten für das Spread-Produkt aufgefordert. Zeitgleich prüfen die Fernleitungsnetzbetreiber die Verfügbarkeit von Drittnetznutzung und VIP-Wheeling. Es ist vorzusehen, dass Angebote für das Spread-Produkt, soweit technisch möglich, in Angebote für Regelenergieprodukte integriert werden können. Dabei sind die Kosten des Spread-Produktes von den Kosten für Regelenergieprodukte zu trennen.
 - (3) Prozessschritt 3: Die Fernleitungsnetzbetreiber erstellen unter Berücksichtigung der ermittelten Bedarfsmenge an Marktbasierten Instrumenten und dem ermittelten Bedarfszeitpunkt eine preisoptimale Merit-Order-Liste für den Abruf Marktbasierter Instrumente (MBI-MOL).
 - (4) Prozessschritt 4: Die Fernleitungsnetzbetreiber rufen die Marktbasierten Instrumente im benötigten Umfang entsprechend der MBI-MOL ab.
 - (5) Prozessschritt 5: Die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen zeitnah die abgerufenen Marktbasierten Instrumente und geben dabei die entsprechende Leistung sowie die jeweiligen Kosten instrumentenscharf an.
 - (6) Sofern der Bedarf durch den Abruf der Marktbasierten Instrumente nicht gedeckt wurde, erfolgt eine erneute Beschaffung Marktbasierter Instrumente nach Maßgabe der Prozessschritte 1 bis 5.
- c) Beim Kapazitätsrückkauf nach Tenorziffer 3 lit. c) haben die Fernleitungsnetzbetreiber die folgenden Vorgaben zu beachten:
- aa) Der Kapazitätsrückkauf kommt nur als letztes geeignete Mittel (ultima ratio) in Betracht, wenn Marktbasierte Instrumente nicht oder nicht in ausreichendem Maße verfügbar sind.
 - bb) Der Kapazitätsrückkauf erfolgt durch die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam, die diese Aufgabe dem Marktgebietsverantwortlichen übertragen können, nach den folgenden Prozessschritten:
 - (1) Prozessschritt 1: Die Fernleitungsnetzbetreiber ermitteln, in welchem Umfang und für welchen Zeitpunkt ein Kapazitätsrückkauf zur Behebung eines konkreten Engpasses voraussichtlich erforderlich ist.
 - (2) Prozessschritt 2: Die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen die Bedarfshöhe und den Bedarfszeitpunkt für den Kapazitätsrückkauf und fordern Transportkun-

den zur Abgabe von Angeboten zur Reduzierung bereits nommierter fester Einspeisekapazität oder zur Erhöhung von bisher nicht nommierter fester Ausspeisekapazität zu einem individuellen Rückkaufpreis auf.

- (3) Prozessschritt 3: Die Fernleitungsnetzbetreiber erstellen unter Berücksichtigung der Bedarfshöhe und des Bedarfszeitpunkts für den Kapazitätsrückkauf eine preisoptimale Merit-Order-Liste für den Kapazitätsrückkauf (Kapazitätsrückkauf-MOL).
- (4) Prozessschritt 4: Die Fernleitungsnetzbetreiber kaufen Kapazität bis zur Höhe der benötigten Leistung entsprechend der Kapazitätsrückkauf-MOL zurück.
- (5) Prozessschritt 5: Die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen zeitnah die im Rahmen des Kapazitätsrückkaufs abgerufenen Leistungen sowie die jeweiligen Kosten.

6. Es werden die folgenden Monitoring-, Darlegungs- und Informationspflichten auferlegt:

- a) Die Fernleitungsnetzbetreiber informieren die Beschlusskammer schriftlich bis zum 01. Mai eines jeden Kalenderjahres über das ausreichende Maß an FZK im Marktgebiet. Dabei haben sie anzugeben, in welchem Umfang FZK in der bevorstehenden Jahresauktion auf Basis der bestehenden Netzinfrastruktur angeboten werden kann und in welchem Umfang FZK angeboten werden soll, die durch kapazitätserhöhende Maßnahmen abgesichert wird. Die Angabe hat sowohl punktübergreifend für das gesamte Marktgebiet als auch punktscharf für die einzelnen Buchungspunkte zu erfolgen. Soweit FZK nicht im ausreichenden Maß angeboten werden kann, haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Gründe dafür darzulegen.
- b) Ergeben sich Abweichungen des ausreichenden Maßes an FZK vom zuletzt im Verfahren der Netzentwicklungsplanung ermittelten marktgebietsweiten langfristigen Kapazitätsbedarf, haben die Fernleitungsnetzbetreiber diese Abweichungen gegenüber der Beschlusskammer anzuzeigen und den Umfang und die Dauer der Abweichungen sowie die Gründe dafür darzulegen. Dabei haben sie auch die damit verbundenen Auswirkungen auf das Angebot von durch kapazitätserhöhende Maßnahmen abgesicherte FZK sowohl punktübergreifend für das Marktgebiet als auch punktscharf darzustellen. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die Abweichungen und deren Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung offenzulegen und haben sicherzustellen, dass Dritte in angemessener Weise informiert werden.
- c) Passen die Fernleitungsnetzbetreiber nach Inkrafttreten dieser Festlegung die Engpasszonen für den Einsatz Marktbasierter Instrumente an, informieren sie vor der Anpassung die Beschlusskammer darüber. Dabei sind die geplanten Anpassungen der Engpasszonen, bei denen es sich auch um eine Änderung der Anzahl von Engpasszonen handeln

kann, zu begründen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Anpassungen der Engpasszonen und darauf basierend die Orderbücher für das Spread-Produkt vorab zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung erfolgt mit ausreichendem Vorlauf, so dass sich der Markt auf die angepassten Engpasszonen bzw. Orderbücher einstellen kann.

- d) Bis zum 01. Oktober 2024 haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine umfassende Prozessbeschreibung der unter Tenorziffer 3 lit b) genannten Marktbasierten Instrumente sowie des unter Tenorziffer 3 lit c) aufgeführten Kapazitätsrückkaufs zu veröffentlichen. Im Rahmen dieser Prozessbeschreibung sind auch detaillierte Angaben zu den Eigenschaften der Marktbasierten Instrumente sowie des Kapazitätsrückkaufs zu machen und die Abläufe ihrer Beschaffung zu beschreiben.
 - e) Die Fernleitungsnetzbetreiber legen der Beschlusskammer bis zum 15. Dezember eines jeden Kalenderjahres, erstmals zum 15. Dezember 2025, einen gemeinsamen Bericht vor, in dem der Einsatz der Marktbasierten Instrumente nach Tenorziffer 3 lit. b) bzw. des Kapazitätsrückkaufs im zurückliegenden abgelaufenen Gaswirtschaftsjahr ausgewertet wird. In dem Bericht, der auch zu veröffentlichen ist, ist insbesondere anzugeben,
 - aa) ob und in welchem Umfang FZK durch den Einsatz Marktbasierter Instrumente abgesichert werden musste (Anzahl und Umfang der Absicherungsfälle, Aufschlüsselung der jeweils eingesetzten Instrumente (z.B. Einsatzorte des VIP-Wheelings, Zonen des Spread-Produktes, Transportpfade der Drittnetznutzung, Dauer der Absicherung, Aufschlüsselung der Kosten für die Absicherung),
 - bb) ob und in welchem Umfang FZK durch Marktbasierte Instrumente nicht abgesichert werden konnte (Anzahl der Fälle und Gründe der fehlgeschlagenen Absicherung),
 - cc) ob und in welchem Umfang ein Kapazitätsrückkauf oder eine Kürzung fester Kapazität erforderlich geworden ist (Anzahl und Umfang der Fälle eines Kapazitätsrückkaufs, Dauer der Kürzung, Aufschlüsselung der Kosten für den Kapazitätsrückkauf).
7. Die Regelungen dieser Festlegung gelten mit Wirkung ab dem 01. Oktober 2024 (06.00 Uhr) und damit für sämtliche FZK mit einer Laufzeit ab dem 01. Oktober 2024, die ab der Jahresauktion 2024 angeboten wird.
8. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

- 1 Das Verfahren betrifft die Anerkennung von Instrumenten zur Kapazitätserhöhung. Es etabliert eine Nachfolgeregelung für das bis zum 01.10.2024 befristete Überbuchungs- und Rückkaufsystem „KAP+“ (Beschluss vom 25.03.2020, Az. BK7-19-037). Mit der Festlegung werden die im KAP+-System verankerten Marktbasierten Instrumente (MBI) und der Kapazitätsrückkauf als weitere beim Angebot technischer Kapazität zu berücksichtigende kapazitätserhöhende Maßnahmen anerkannt, das Verfahren zu ihrer Beschaffung geregelt sowie Monitoring-, Darlegungs- und Informationspflichten aufgestellt. Zugleich wird festgelegt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber den Einsatz von wirtschaftlich zumutbaren kapazitätserhöhenden Maßnahmen auch nach dem Außerkrafttreten der GasNZV mit Ablauf des 31.12.2025 weiterhin in Betracht zu ziehen haben, um das Angebot technischer Kapazität zu erhöhen, soweit feste frei zuordenbare Ein- und Ausspeisekapazität (FZK) nicht in ausreichendem Maß angeboten werden kann.
- 2 Mit Beschluss vom 25.03.2020, Az. BK7-19-037 (KAP+) genehmigte die Beschlusskammer auf Grundlage von Ziffer 2.2.2. des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Konzept für ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem im deutschlandweiten Marktgebiet. Das KAP+-System gestattet es den Fernleitungsnetzbetreibern, über die durch physische Netzinfrastruktur darstellbare Kapazität hinaus zusätzliche feste Kapazität im deutschlandweiten Marktgebiet anzubieten. Zur Absicherung vermarkteter Zusatzkapazität stehen drei von den Fernleitungsnetzbetreibern entwickelte MBI zur Verfügung: die Drittnetznutzung, das VIP-Wheeling und das Spread-Produkt. Ein Abruf dieser Instrumente erfolgt bei Bedarf im Engpassfall kurzfristig im Rahmen einer Merit Order Liste (MOL). Als ultima ratio kommt außerdem ein Kapazitätsrückkauf in Betracht.

Anlass für die Implementierung dieses Systems waren die kapazitiven Herausforderungen, die aus der gesetzlich vorgegebenen Zusammenlegung der beiden bisherigen Marktgebiete (GASPOOL und NetConnect Germany) zu einem deutschlandweiten Marktgebiet (Trading Hub Europe – THE) resultieren. Die zum 01.10.2021 erfolgte Marktgebietszusammenlegung hat die Kombinationsmöglichkeiten von Ein- und Ausspeisepunkten des Entry-Exit-Systems und damit den Nutzungsumfang der freien Zuordenbarkeit von Kapazität potenziert. Die Folge war, dass über die physische Netzinfrastruktur im deutschlandweiten Marktgebiet FZK nur noch in sehr begrenztem Umfang dargestellt werden konnte. Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten eine Reduktion der Einspeise-FZK im Vergleich zum Niveau in den beiden bisherigen Marktgebieten in Höhe von 78 Prozent ermittelt. Um dennoch auch in einem deutschlandweiten Marktgebiet FZK in einem vergleichbaren Umfang wie vor der Marktgebietszusammenlegung anbieten zu können, wurden die oben genannten MBI von den Fernleitungsnetzbetreibern entwickelt.

Der Forderung der Fernleitungsnetzbetreiber, die MBI als kapazitätserhöhende Maßnahmen im Rahmen des Angebots technischer Kapazität im Sinne von § 9 Abs. 3 GasNZV anzuerkennen, war die Beschlusskammer im Vorfeld der Marktgebietszusammenlegung nicht nachgekommen. Dies zum einen, weil das ausreichende Maß an FZK im deutschlandweiten Marktgebiet seinerzeit noch nicht bestimmt werden konnte und zum anderen, weil die MBI zunächst in einer Testphase erprobt werden sollten. Die Beschlusskammer hatte die Fernleitungsnetzbetreiber deshalb aufgefordert, ein Konzept für ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem vorzulegen, über das durch MBI gestützte zusätzliche Kapazität im deutschlandweiten Marktgebiet angeboten werden kann. Dieser Aufforderung waren die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen von KAP+ mit der Vorlage eines bis zum 01.10.2024 zeitlich begrenzten Überbuchungs- und Rückkaufsystems nachgekommen.

Aus den von THE auf ihrer Internetseite (www.tradinghub.eu) veröffentlichten Monitoringberichten über den Einsatz der MBI und des Kapazitätsrückkaufs in den Gaswirtschaftsjahren 2021/2022 sowie 2022/2023 geht hervor, dass ein Einsatz von MBI oder des Kapazitätsrückkaufs zur Absicherung von FZK nicht erforderlich wurde. Auch im laufenden Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 ist es bislang zu keinem Abruf dieser Instrumente gekommen.

- 3 Die Beschlusskammer hat das Verfahren am 16.06.2023 von Amts wegen eingeleitet. Es richtet sich an alle Betreiber von Fernleitungsnetzen. Die Verfahrenseinleitung ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie im Amtsblatt der Bundesnetzagentur (12/2023 vom 28.06.2023, Vfg-Nr. 65, S. 575 ff.) veröffentlicht worden.
- 4 Die Beschlusskammer hat mit der Verfahrenseinleitung zugleich eine erste öffentliche Konsultation begonnen und den Fernleitungsnetzbetreibern sowie allen weiteren Marktbeteiligten Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Im Rahmen ihrer Einleitungsverfügung hat die Beschlusskammer die möglichen Festlegungsgegenstände skizziert, darunter die Anerkennung der MBI und gegebenenfalls des Kapazitätsrückkaufs als weitere beim Angebot technischer Kapazität zu berücksichtigende kapazitätserhöhende Maßnahmen im Sinne von § 9 Abs. 3 GasNZV sowie Regelungen für die Beschaffung und den Abruf dieser Instrumente. Folgende Verbände, Interessensgruppen und Einzelunternehmen haben Stellung genommen: der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (im Folgenden: „BDEW“); der EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V. (im Folgenden: „EFET“); die Equinor Deutschland GmbH (im Folgenden: „Equinor“); die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (im Folgenden: „FNB“); die German LNG Terminal GmbH (im Folgenden: „German LNG“); die Hanseatic Energy Hub GmbH (im Folgenden: „HEH“); die Initiative Energien Speichern e.V. (im Folgenden: „INES“); die RWE Supply Trading GmbH (im Folgenden: „RWE S&T“); die Securing Energy for Europe GmbH (im Folgenden: „SEFE“). Das Einleitungsdokument und die dazu eingegangenen neun Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (www.bundesnetzagentur.de) abrufbar.

- 5 Unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen hat die Beschlusskammer einen konkreten Tenorierungsvorschlag entworfen und am 24.11.2023 zur weiteren Konsultation gestellt. Folgende Verbände, Interessensgruppen und Einzelunternehmen haben Stellungnahmen abgegeben: BDEW, EFET, EnBW Energie Baden-Württemberg AG (im Folgenden: „EnBW“), die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber und Trading Hub Europe GmbH (Im Folgenden: „FNB/THE“), German LNG, OMV Gas Marketing & Trading GmbH (im Folgenden: „OMV Gas“), RWE S&T, SEFE, UNIPER SE (im Folgenden: „UNIPER“). Das Konsultationsdokument und die dazu eingegangenen neun Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (www.bundesnetzagentur.de) abrufbar.
- 6 Aufgrund der Vielzahl der Regelungsgegenstände werden die Inhalte der Stellungnahmen aus beiden Konsultationen an entsprechender Stelle der Begründung aufgegriffen.
- 7 Die Große Beschlusskammer hat die Festlegung am 06.02.2024 auf die Beschlusskammer 7 übertragen.
- 8 Mit Email vom 04.03.2024 ist allen Verfahrensbeteiligten abschließend Gelegenheit zu Stellungnahmen bis zum 18.03.2024 gegeben worden. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben am 15.03.2024 Stellung genommen. Die Landesregulierungsbehörden, das Bundeskartellamt und der Länderausschuss sind am 16.06.2023 über die Einleitung des Verfahrens informiert worden. Die Beteiligung des Länderausschusses zur Herstellung des Benehmens sowie die Beteiligung des Bundeskartellamtes und der Landesregulierungsbehörden ist durch Übersendung des Beschlussentwurfs am 04.03.2024 erfolgt. Das Benehmen mit dem Länderausschuss wurde hergestellt.
- 9 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

- 10 Die Festlegung ist formell wie materiell rechtmäßig. Insbesondere hat die Beschlusskammer von ihrem Ermessen pflichtgemäß Gebrauch gemacht.
- 11 Wegen des Umfangs der Darstellung wird den Entscheidungsgründen eine Gliederungsübersicht vorangestellt.

1.	Rechtsgrundlage	10
2.	Formelle Rechtmäßigkeit.....	11
2.1.	Zuständigkeit.....	11
2.2.	Anhörung und Konsultation	11
2.3.	Beteiligung weiterer Behörden	11
3.	Materielle Rechtmäßigkeit	12
3.1.	Adressaten der Festlegung	12
3.2.	Bedingungen für den Netzzugang	12
3.3.	Entschließungs- und Auswahlmessen.....	13
3.3.1.	Grundsätzliche Erwägungen	14
3.3.1.0	Festlegung einer Nachfolgeregelung zu KAP+	14
3.3.1.1	Anerkennung der MBI und des Kapazitätsrückkaufs zur Erhöhung technischer Kapazität.....	15
3.3.1.2	Außerkrafttreten der GasNZV mit Ablauf des 31.12.2025.....	23
3.3.2.	Erwägungen zu den einzelnen Festlegungsgegenständen.....	24
3.3.2.0	Tenzorziffer 1.....	24
3.3.2.1	Tenzorziffer 2.....	26
3.3.2.2	Tenzorziffer 3.....	33
3.3.2.3	Tenzorziffer 4.....	38
3.3.2.4	Tenzorziffer 5.....	42
3.3.2.5	Tenzorziffer 6.....	48
3.3.2.6	Tenzorziffer 7.....	52
3.4.	Vorbehalt einer Kostenentscheidung.....	52

1. Rechtsgrundlage

- 12 Die Beschlusskammer stützt Tenorziffern 1 bis 6 der Festlegung auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 20 Abs. 4 S. 1, S. 2 Nr. 3 und Nr. 9 EnWG. Tenzorziffer 7 der Festlegung wird auf § 36 Abs. 2 Nr. 1 VwVfG gestützt.
- 13 Eine parallele oder ergänzende Anwendung des § 50 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV ist entbehrlich. Zwar hat die Beschlusskammer das Verfahren auf Grundlage von § 50 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV eingeleitet.

Mit dem am 29.12.2023 in Kraft getretenen Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (BGBl. I 2023, Nr. 405) wurde der Regulierungsbehörde aber zwischenzeitlich eine weitreichende Befugnis zur Festlegung der Bedingungen für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen oder der Methoden zur Bestimmung dieser Bedingungen in § 20 Abs. 4 S. 1, S. 2 EnWG eingeräumt. Diese Befugnis umfasst die Festlegungsbefugnisse des § 50 GasNZV bzw. reicht ihrem Umfang nach über diese hinaus (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 80).

2. Formelle Rechtmäßigkeit

- 14 Die formellen Anforderungen sind erfüllt.

2.1. Zuständigkeit

- 15 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Entscheidung ergibt sich aus § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG. Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer folgt aus § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG. Sie hat die Festlegung gemäß § 59 Abs. 3 S. 4 EnWG am 06.02.2024 auf die Beschlusskammer übertragen.

2.2. Anhörung und Konsultation

- 16 Die Beschlusskammer hat den Beteiligten sowie den Vertretern der von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreise gemäß § 67 Abs. 1 und 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 17 Hierzu hat sie am 16.06.2023 eine erste Konsultation abgehalten und dabei ihre grundsätzlichen Erwägungen dargelegt. Unter Berücksichtigung eingegangener Stellungnahmen hat sie am 24.11.2023 einen konkreten Tenorierungsvorschlag veröffentlicht und wiederum zur Konsultation gestellt. Eine abschließende Anhörung der Verfahrensbeteiligten ist durch Email vom 04.03.2024 erfolgt.

2.3. Beteiligung weiterer Behörden

- 18 Die Beteiligung weiterer Behörden ist im gebotenen Umfang erfolgt. Die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG am 16.06.2023 über die Einleitung des Verfahrens informiert worden, darüber hinaus auch das Bundeskartellamt und der Länderausschuss. Die förmliche Beteiligung des Bundeskartellamts und der Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG ist durch Übersendung des Beschlussentwurfs am 04.03.2024 mit Gelegenheit zu Stellungnahmen erfolgt.

Das Benehmen mit dem Länderausschuss wurde gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 EnWG hergestellt. Die Beschlusskammer hatte dem Länderausschuss hierzu den Beschlussentwurf am 04.03.2024 gemäß § 54 Abs. 3 S. 5 EnWG übermittelt. Der Länderausschuss hat keine inhaltliche Stellungnahme abgegeben.

3. Materielle Rechtmäßigkeit

- 19 Die Festlegung ist auch materiell rechtmäßig. Sie durfte an die Fernleitungsnetzbetreiber adressiert werden (folgender Abschnitt 3.1.). Die Entscheidung legt Bedingungen für den Netzzugang fest und erschöpft sich in Regelungen, zu denen die Bundesnetzagentur nach § 20 Abs. 4 EnWG ermächtigt ist (folgender Abschnitt 3.2.). Die Beschlusskammer hat ihr Entschließungs- und Auswahlermessen fehlerfrei ausgeübt (folgender Abschnitt 3.3.).

3.1. Adressaten der Festlegung

- 20 Die Festlegung richtet sich an die Betreiber von Fernleitungsnetzen im Sinne von § 3 Nr. 5 EnWG. Nach § 20 Abs. 4 S. 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde gegenüber einzelnen oder mehreren Betreibern von Gasversorgungsnetzen Festlegungen in einem Verfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG treffen. Zu den Gasversorgungsnetzen zählen gemäß § 3 Nr. 20 EnWG auch die Fernleitungsnetze. Fernleitungsnetzbetreiber sind daher Betreiber von Gasversorgungsnetzen im Sinne von § 3 Nr. 7 EnWG. Sie stellen eine Gruppe von Netzbetreibern dar, an die die Regulierungsbehörde Festlegungsentscheidungen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG richten kann.

3.2. Bedingungen für den Netzzugang

- 21 Die Festlegung regelt Bedingungen für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen. Sie beschränkt sich auf Regelungen, zu denen die Bundesnetzagentur gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 20 Abs. 4 S. 1, S. 2 Nr. 3 und Nr. 9 EnWG ermächtigt ist.

Gemäß § 20 Abs. 4 S. 1 EnWG kann die Regulierungsbehörde anhand transparenter Kriterien die Bedingungen für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen oder die Methoden zur Bestimmung dieser Bedingungen festlegen. Konkretisiert wird die Befugnis der Regulierungsbehörde durch die nicht abschließende „insbesondere-Auflistung“ von Themenbereichen des Netzzugangs in § 20 Abs. 4 S. 2 EnWG, zu denen die Regulierungsbehörde Regelungen treffen kann. Unter Bedingungen des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen sind nach dem Verständnis der Beschlusskammer sämtliche Maßnahmen, Umstände und Pflichten zu verstehen, an die die Gewährung des Netzzugangs geknüpft wird oder die für die Abwicklung des Netzzugangs von Bedeutung sind.

- 22 Tenorziffer 1 stellt eine Regelung im Sinne von § 20 Abs. 4 S. 2 Nr. 3 EnWG über das Angebot von Kapazität unter Berücksichtigung kapazitätserhöhender Maßnahmen dar. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, sofern FZK über die physische Netzinfrastruktur nicht im ausreichenden Maß angeboten werden kann, kapazitätserhöhende Maßnahmen zu prüfen, um das Angebot von FZK zu erhöhen.
- 23 Tenorziffer 2 enthält Regelungen über die Ermittlung von Ein- und Ausspeisekapazität sowie über das Angebot von Kapazität im Sinne von § 20 Abs. 4 S. 2 Nr. 3 EnWG. Es wird festgelegt, dass sich das ausreichende Maß an FZK aus dem jeweils aktuellen marktgebietsweiten langfristigen

Kapazitätsbedarf ergibt, den die Fernleitungsnetzbetreiber im Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG zu ermitteln haben. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden ferner verpflichtet, Änderungen des ausreichenden Maßes, die sich insbesondere im Zeitraum zwischen den zweijährigen Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG ergeben, beim Angebot von FZK zu berücksichtigen.

- 24 Tenorziffern 3 bis 5 legen Regelungen zu kapazitätserhöhenden Maßnahmen im Sinne des § 20 Abs. 4 S. 2 Nr. 3 EnWG fest. Tenorziffer 3 listet die zulässigen kapazitätserhöhenden Maßnahmen auf. Tenorziffer 4 enthält Vorgaben für das Vorgehen bei der Prüfung, die Auswahl und den Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen. Tenorziffer 5 regelt das Verfahren zu ihrer Beschaffung.
- 25 Mit Tenorziffer 6 werden auf Grundlage von § 20 Abs. 4 S. 2 Nr. 9 EnWG Pflichten zur Übermittlung von Informationen an die Regulierungsbehörde zur Höhe bzw. zu Änderungen der Höhe des ausreichenden Maßes an FZK, zum Umfang eines maßnahmengestützten FZK-Angebots sowie im Zusammenhang mit dem Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen aufgestellt. Außerdem werden Veröffentlichungspflichten in Bezug auf die Kapazitätsbereitstellung, die MBI und den Kapazitätsrückkauf sowie Berichtspflichten über den Einsatz dieser Instrumente im jeweils vergangenen Gaswirtschaftsjahr geregelt, die für den Wettbewerb im Gashandel erforderlich sind.

3.3. Entschließungs- und Auswahlermessen

- 26 Die Beschlusskammer hat ihr Ermessen fehlerfrei ausgeübt. Sie hat sich von den Zwecken der Ermächtigung leiten lassen und die Grenzen des Ermessens eingehalten, vgl. § 40 VwVfG.
- 27 Mit der Festlegung verfolgt die Beschlusskammer die in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke, insbesondere eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente Versorgung der Allgemeinheit mit Gas. Kapazitätserhöhende Maßnahmen dienen dazu, das Angebot fester Transportkapazität in den Gasversorgungsnetzen zu erhöhen. Ihr Einsatz trägt unter Berücksichtigung der Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb zu einer effizienteren Nutzung der bestehenden Infrastruktur bei. Sie können den Bedarf an Netzausbau reduzieren und damit zu einer preisgünstigeren Versorgung der Allgemeinheit mit Gas beitragen. Die mit der Festlegung einhergehende Erweiterung des Katalogs zulässiger kapazitätserhöhender Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 GasNZV trägt diesen Zwecken Rechnung. Gleiches gilt für die Verpflichtung, dass die Fernleitungsnetzbetreiber auch nach dem Außerkrafttreten der GasNZV mit Ablauf des 31.12.2025 (vgl. Art. 15 Abs. 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, a.a.O.) den Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen in Betracht zu ziehen haben, um das Angebot an FZK zu erhöhen. Die Festlegung trägt damit auch zu einem effizienten und diskriminierungsfreien Netzzugangssystem im Sinne von § 20 Abs. 1 EnWG bei und fördert die Ziele der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Gas, der Sicherung eines leistungsfähigen und

zuverlässigen Betriebs von Gasversorgungsnetzen sowie der gesamtwirtschaftlich optimierten Gasversorgung im Sinne des § 1 Abs. 2 EnWG.

3.3.1. Grundsätzliche Erwägungen

- 28 Die Entscheidung zum Erlass der Festlegung beruht auf folgenden grundsätzlichen Erwägungen:

3.3.1.0 Festlegung einer Nachfolgeregelung zu KAP+

- 29 Eine Nachfolgeregelung, die zeitlich an das bis zum 01.10.2024 befristete Überbuchungs- und Rückkaufsystem KAP+ anknüpft und den zukünftigen Einsatz der im KAP+-System verankerten MBI zur Erhöhung der technischen Kapazität regelt, ist sinnvoll.
- 30 Sie dient in erster Linie dazu, ein Angebot von FZK in einem vergleichbaren Umfang wie vor der Marktgebietszusammenlegung sicherzustellen. Ohne die Einsatzmöglichkeit von MBI könnte FZK nur in sehr begrenztem Umfang angeboten werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gegenüber der Beschlusskammer im Vorfeld des Verfahrens erneut bestätigt, dass mit der am 01.10.2021 erfolgten Marktgebietszusammenlegung nur noch etwa 20 Prozent der zuvor vorhandenen FZK auf der Entry-Seite in allen Szenarien darstellbar sei. Grund sei der Engpass zwischen den beiden ehemaligen Marktgebieten GASPOOL und NCG (heute Engpasszonen THE-Nord und THE-Süd). Ein alternativer Netzausbau, um feste Kapazität in vergleichbarem Umfang wie vor der Marktgebietszusammenlegung bereitstellen zu können, wurde angesichts der damit verbundenen Kosten (Schätzungen der Fernleitungsnetzbetreiber beliefen sich auf einen einstelligen Milliarden Euro-Betrag) ausgeschlossen.
- 31 Rein rechtlich wäre auch ohne eine behördliche Nachfolgeregelung zu KAP+ eine Anwendung von MBI ab dem 01.10.2024 denkbar. Der nichtabschließende Katalog kapazitätserhöhender Maßnahmen in § 9 Abs. 3 S. 2 GasNZV schließt den Einsatz von MBI nicht aus. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben jedoch die Festlegung eines Anschlussmodells für die Zeit nach dem 01.10.2024 gefordert, um Klarheit über den zukünftigen regulatorischen Umgang mit MBI (zugangs- und kostenseitig) zu bekommen. Auch aus Sicht der Beschlusskammer sind verpflichtende Vorgaben im Zusammenhang mit der Prüfung und dem Einsatz von MBI für die Zeit ab dem 01.10.2024 notwendig. Es bedarf zugangsseitig vorab festgelegter Bedingungen, um die langfristige Erhöhung des FZK-Angebotes im Marktgebiet unter Einsatz von MBI sicherzustellen und das Verfahren zur Beschaffung von MBI anhand diskriminierungsfreier, angemessener und transparenter Kriterien zu regeln. Entsprechende Regelungen müssen vor der Jahresauktion 2024 erlassen werden, damit FZK in der Jahresauktion 2024 mit Laufzeit ab dem 01.10.2024 auch unter Berücksichtigung der Einsatzmöglichkeit von MBI nach diesen Bedingungen angeboten werden kann. Die Beschlusskammer 9 hat parallel zu dieser Festlegung ein Verfahren zur Festlegung der Kosten für MBI als volatile Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV (BK9-23/606 „KOMBI

2.0“) eingeleitet, um ebenfalls eine Folgeregelung für den bis zum Ablauf des Kalenderjahres 2024 befristeten Beschluss vom 30.03.2020 (BK9-19/606 „KOMBI“) zu treffen.

- 32 Von Konsultationsteilnehmern wurde die Festlegung einer Nachfolgeregelung zu KAP+ rechtzeitig vor der Jahresauktion 2024 begrüßt (1. Konsultation: HEH, German LNG, EFET, Equinor, SEFE, BDEW, RWE S&T).

3.3.1.1 Anerkennung der MBI und des Kapazitätsrückkaufs zur Erhöhung technischer Kapazität

- 33 Überwiegende Gründe sprechen für eine Anerkennung der MBI und des Kapazitätsrückkaufs als kapazitätserhöhende Maßnahmen zur Erhöhung der technischen Kapazität nach § 9 Abs. 3 GasNZV und gegen eine zeitliche Verlängerung des KAP+-Systems:
- 34 a) Die Anwendung des § 9 Abs. 3 GasNZV ist inzwischen möglich. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind in der Lage, anders als während des Zeitraums von KAP+, das ausreichende Maß an FZK im deutschlandweiten Marktgebiet zu bestimmen.
- 35 Die Erhöhung technischer Kapazität im Sinne von § 2 Nr. 13 GasNZV durch kapazitätserhöhende Maßnahmen setzt gemäß § 9 Abs. 3 S. 1 GasNZV die Kenntnis des ausreichenden Maßes an FZK im Marktgebiet voraus. Unter dem ausreichenden Maß ist der jeweils benötigte Umfang an verfügbarer Kapazität an Ein- und Ausspeisepunkten zu verstehen (BR Drs. 312/10, S. 65). § 9 Abs. 3 S. 1 GasNZV verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber zur Prüfung kapazitätserhöhender Maßnahmen, sofern FZK über die bestehende Netzinfrastruktur nicht in ausreichendem Maß angeboten werden kann. Das ausreichende Maß an FZK ist danach tatbestandlicher Anknüpfungspunkt für einen zulässigen Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen. Es bildet die Obergrenze für eine maßnahmengestützte Erhöhung des Angebots technischer Kapazität.
- 36 Die Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK setzt eine Kapazitätsbedarfsermittlung im Marktgebiet voraus. Hierzu sind die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 17 GasNZV im Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG verpflichtet. Dabei sind insbesondere die Kriterien des § 17 S. 2 GasNZV zu berücksichtigen, u.a. die Ergebnisse der (unterjährigen) Kapazitätsvergabe im deutschlandweiten Marktgebiet und die Erkenntnisse über den sich aus der Marktgebietszusammenlegung ergebenden Kapazitätsbedarf (vgl. § 17 S. 2 Nrn. 5 und 8 GasNZV). In den beiden vergangenen Szenariorahmen (für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 und für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032) war den Fernleitungsnetzbetreibern die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs für das am 01.10.2021 gebildete deutschlandweite Marktgebiet unter Berücksichtigung dieser Kriterien noch nicht möglich. Daher wurden die Kapazitäten aus den ehemals getrennten Marktgebieten zu Planungszwecken auf das gemeinsame Marktgebiet übertragen. Dies stellte aus Sicht der Beschlusskammer keine belastbare Grundlage für eine Anwendung des § 9 Abs. 3 GasNZV dar. Bereits im KAP+-Beschluss (S. 15) hatte die Beschlusskammer jedoch darauf hingewiesen, dass spätestens der vorzulegende Szenariorahmen für den

Netzentwicklungsplan Gas 2024-2034 geeignet sei, den langfristigen Kapazitätsbedarf im THE-Marktgebiet unter Berücksichtigung der Vorgaben des § 17 S. 2 GasNZV zu ermitteln. An dieser Auffassung hält die Beschlusskammer im Rahmen des vorliegenden Verfahrens fest. Danach ist es möglich, das ausreichende Maß an FZK im Marktgebiet bis zur Jahresauktion 2024 und sodann fortlaufend zu bestimmen und die Vorgaben nach § 9 Abs. 3 GasNZV anzuwenden.

- 37 In den Konsultationen wurde das „ob“ der Bestimmbarkeit des ausreichenden Maßes an FZK nicht in Zweifel gezogen. Die Fernleitungsnetzbetreiber (1. Konsultation) haben es begrüßt, die Veröffentlichung des ausreichenden Maßes in den kommenden Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans einzubringen und rollierend in den darauffolgenden Szenariorahmen zu bearbeiten.
- 38 b) Die MBI sind nach bisherigen Erkenntnissen zur Erhöhung technischer Kapazität nach § 9 Abs. 3 GasNZV auch geeignet.
- 39 Das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Konzept der Kapazitätsabsicherung durch MBI hat sich im Grundsatz bewährt. Es ist seit der Marktgebietszusammenlegung im Rahmen des KAP+-Systems gelungen, durch MBI gestützte FZK in einem Umfang von etwa 80 Prozent der insgesamt im Marktgebiet THE angebotenen Einspeisekapazität zu vermarkten, ohne dass Kapazitätsrückkäufe oder Kapazitätskürzungen erforderlich wurden.
- 40 Als positiv zu bewerten ist in diesem Zusammenhang auch, dass dieses gesicherte Kapazitätsangebot trotz stark veränderter Rahmenbedingungen erfolgen konnte. In den auf der Internetseite der THE (www.tradinghub.eu) veröffentlichten KAP+-Monitoringberichten für die Gaswirtschaftsjahre 2021/2022 und 2022/2023 führen die Fernleitungsnetzbetreiber aus, dass sich bereits mit dem Start des deutschlandweiten Marktgebietes zum 01.10.2021 gewisse Flussverschiebungen eingestellt hätten. Diese Flussverschiebungen hätten sich ab Februar 2022 im Zuge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine verschärft. Ab dem Sommer 2022 sei dann eine im Vergleich zu den beiden früheren Marktgebieten deutlich geänderte Aufspeisesituation in den Fernleitungsnetzen eingetreten. Diese habe sich auch im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 nicht bzw. nur unwesentlich verändert. Zu einem Engpass im Sinne von KAP+, der den Einsatz von MBI oder Kapazitätsrückkäufe erforderlich gemacht hätte, sei es dennoch nicht gekommen.

Dieser Umstand spricht aus Sicht der Beschlusskammer dafür, dass das Transportsystem im Marktgebiet eine hohe Resilienz auch gegenüber wesentlichen Flussverschiebungen aufweist. Die Fernleitungsnetzbetreiber waren sowohl im Rahmen der Marktgebietskooperation als auch in der Kooperation mit angrenzenden Netzbetreibern offensichtlich stets in der Lage, die Transportwünsche des Marktes zu erfüllen, ohne dass es zu Verwerfungen hinsichtlich der verfügbaren Kapazität gekommen wäre. Die Absicherung eines wesentlichen Teils der vermarkteten festen Einspeisekapazität über MBI hat sich im Ergebnis daher als effizient und wirksam erwiesen.

- 41 Diese Bewertung wird von Konsultationsteilnehmern geteilt (1. Konsultation: BDEW, EFET, RWE S&T). Mit der Einführung der MBI habe die im Zusammenhang mit der Marktgebietszusammenlegung befürchtete massive Reduktion fester Kapazität abgewendet werden können; dies sei angesichts der unerwarteten Änderungen der Flussrichtungen in Deutschland im vergangenen Jahr beachtlich. KAP+ habe zu einer effizienteren Nutzung des deutschen Gasnetzes geführt, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden oder zusätzliche Kosten zu verursachen (1. Konsultation: RWE S&T). Es wurde aber auch darauf hingewiesen, dass die MBI noch nicht zum Einsatz gekommen sind. Welche dieser Instrumente tatsächlich geeignet seien, könne daher erst zukünftig bewertet werden (1. Konsultation: BDEW, EFET).
- 42 Auch die Fernleitungsnetzbetreiber (1. Konsultation) halten die MBI weiterhin für grundsätzlich geeignet. Allerdings weisen sie darauf hin, dass ihr aktueller Zuschnitt angesichts der eingetretenen Flussverschiebungen im Marktgebiet unter Umständen nicht ausreichend sei. Das Design der MBI basiere auf grundsätzlich liquiden und funktionsfähigen Gasmärkten vor und hinter dem Engpass und zielen darauf ab, den strukturellen Engpass in Nord-Süd-Richtung zwischen den beiden ehemaligen Marktgebieten zu beheben. Die Flussverschiebungen seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine würden nun aber eher auf einen strukturellen Engpass in west-östlicher Richtung (überwiegend innerhalb der Zone THE-Nord) hinweisen. Dass es bislang zu keinem MBI-Einsatz gekommen sei, führen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf zurück, dass die seit dem Wegfall der Gasflüsse aus Russland erhöhten Gasflüsse von Westen zu erheblichen Anteilen mit Hilfe unterbrechbarer Kapazität dargestellt worden seien. Dies sei aufgrund der drohenden Gas-mangellage u.a. durch den Einsatz von z.B. redundant vorgehaltenen Verdichtereinheiten oder den Einsatz von Verdichtereinheiten abweichend von ihrer ursprünglich geplanten Auslegung ermöglicht worden. Ein solcher Maschineneinsatz sei auf Dauer jedoch nicht aufrecht zu erhalten.
- 43 Diese Ausführungen sprechen nach Auffassung der Beschlusskammer nicht gegen eine weitere Anwendung der MBI. Sie verdeutlichen aber, dass es zukünftig eines flexiblen Zuschnitts der MBI bedarf, damit die Fernleitungsnetzbetreiber die gegenwärtigen und zukünftigen Engpassentwicklungen angemessen abbilden können. Das gegenwärtige KAP+-System bietet diese Flexibilität nach Auffassung der Beschlusskammer nicht, weil es konzeptionell nur auf dem (bisherigen) strukturellen Engpass zwischen den beiden ehemaligen Marktgebieten beruht. Mit der vorliegenden Festlegung wird den Fernleitungsnetzbetreibern nun die Möglichkeit eingeräumt, zukünftig neue Engpasszonen für den MBI-Einsatz zu definieren bzw. Anpassungen an den bisherigen Engpasszonen vorzunehmen. Deshalb ist zu begrüßen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber (1. Konsultation) sich in Analysen mit der Frage beschäftigen, wie angepasste MBI zur Behebung der aktuell beobachteten und zukünftig erwarteten Engpässe ausgestaltet werden müssten.

- 44 Weitere Gründe sprechen aus Sicht der Beschlusskammer für eine Anerkennung der MBI nach § 9 Abs. 3 GasNZV und gegen die Forderung der Fernleitungsnetzbetreiber (im Vorfeld des Verfahrens und 1. Konsultation), die Testphase des KAP+-Systems zeitlich zu verlängern, bis konkrete Erfahrungen mit einem MBI-Einsatz vorliegen:
- 45 Kapazitätserhöhende Maßnahmen sind nach § 9 Abs. 3 GasNZV beim Angebot technischer Kapazität zu berücksichtigen. Technische Kapazität ist gem. § 2 Nr. 13 GasNZV das Maximum an fester Kapazität, das der Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs Transportkunden anbieten kann. Eine inhaltsgleiche Begriffsbestimmung findet sich in Art. 2 Abs. 1 Nr. 18 Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Bei den MBI handelt es sich um kapazitätserhöhende Maßnahmen. Sie wurden entwickelt, um ein ausreichendes FZK-Angebot sicherzustellen. Sofern die MBI auch zukünftig zur Anwendung kommen sollen, verlangt § 9 Abs. 3 GasNZV ihren Einsatz zur Erhöhung der technischen Kapazität. MBI nur beim (freiwilligen) Angebot von Überbuchungskapazität im Rahmen eines anreizbasierten Überbuchungs- und Rückkaufsystems zuzulassen, gleichzeitig aber im Rahmen des Angebots technischer Kapazität auszuschließen, obwohl die Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK und damit eine Anwendung des § 9 Abs. 3 GasNZV inzwischen möglich ist, kommt nicht in Betracht. Dies folgt auch aus Verpflichtungen des europäischen wie nationalen Rechts, die technische Kapazität zu maximieren, vgl. Art. 16 Abs. 1 Verordnung (EG) Nr. 715/2009, Art. 6 Abs. 1 Verordnung (EU) 2017/459, § 20 Abs. 1b S. 8 EnWG und § 9 Abs. 2 S. 3 GasNZV.
- 46 Eine zeitliche Verlängerung von KAP+ wäre zudem nicht sinnvoll. Sie würde im Markt erneut zu Ungewissheiten hinsichtlich der Frage einer Nachfolgeregelung führen. Da zudem nicht absehbar ist, wann es zu ersten MBI-Einsätzen kommt, bestünde außerdem die Gefahr, dass eine einmalige Verlängerung des KAP+-Systems ggf. nicht ausreichend wäre. Eine Verlängerung von KAP+ hätte schließlich zur Folge, dass MBI-gestützte Kapazität zum Ende des verlängerten Systems erneut nur für ein Jahr angeboten werden könnte, so wie dies in der Jahresauktion 2023 bezogen auf das Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 der Fall war, um einen etwaigen Systemwechsel zu ermöglichen.
- 47 Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ihre Forderung nach einer zeitlichen Verlängerung von KAP+ damit begründet, dass die MBI bislang noch nicht zum Einsatz gekommen seien. Dadurch sei der Nachweis ihrer Verfügbarkeit und insbesondere ihrer Wirksamkeit zur Behebung von Engpässen praktisch noch nicht erbracht worden. Die Argumente, die zur Testphase von MBI im Rahmen von KAP+ geführt hätten, seien weiterhin valide und sprechen für eine Verlängerung von KAP+. Eine Überführung der MBI in § 9 Abs. 3 GasNZV ohne vorherige gesicherte Feststellung deren Wirksamkeit und Verfügbarkeit sei nicht sachgerecht. Auch andere Konsultationsteilnehmer (1. Konsultation: EFET, BDEW) haben darauf hingewiesen, dass noch keine praktischen Erfahrungen mit den MBI vorlägen.

- 48 Der Beschlusskammer ist sich der angesprochenen Unsicherheiten in Bezug auf die Wirksamkeit und Verfügbarkeit der MBI bewusst. Dieser Umstand spricht jedoch nicht generell gegen eine Anerkennung der MBI nach § 9 Abs. 3 GasNZV. Entscheidend ist vielmehr, diesen Unsicherheiten im Rahmen der Anerkennung der MBI zur Erhöhung der technischen Kapazität nach § 9 Abs. 3 GasNZV angemessen Rechnung zu tragen:

Die Beschlusskammer hat sich in diesem Zusammenhang dazu entschlossen, auch den Kapazitätsrückkauf als kapazitätserhöhende Maßnahme nach § 9 Abs. 3 GasNZV anzuerkennen, wenn gleich weiterhin nur nachrangig zu den anderen Instrumenten (*ultima ratio*). Damit wird eine zusätzliche Absicherung technischer Kapazität für den Fall ermöglicht, dass andere kapazitätserhöhende Maßnahmen, insbesondere MBI, im konkreten Fall nicht wirken bzw. nicht verfügbar sind. Die Anerkennung des Kapazitätsrückkaufs wurde in den Konsultationen unterstützt (1. Konsultation: FNB, INES, Equinor, BDEW, EFET), teilweise wurde jedoch gefordert, ihn gleichberechtigt zu den anderen Instrumenten anzuerkennen (Equinor, BDEW, EFET).

Außerdem werden die MBI in einem abschließenden Katalog aufgelistet, der aus den aus dem KAP+-System bekannten Instrumenten besteht. Damit soll sichergestellt werden, dass neue MBI nur nach vorheriger Prüfung zur Anwendung kommen können. Hintergrund ist, dass MBI erst nach der Kapazitätsvermarktung im Engpassfall zum Einsatz kommen und damit im besonderen Maße der Gefahr unterliegen, nicht hinreichend wirksam oder verfügbar zu sein. Dies unterscheidet die MBI auch von den nicht abschließend genannten Maßnahmen des § 9 Abs. 3 S. 2 GasNZV, die überwiegend im Vorfeld des Kapazitätsangebots ergriffen werden. Die Festlegung eines abschließenden MBI-Katalogs wurde in Stellungnahmen befürwortet (1. Konsultation: Equinor, BDEW, EFET, FNB).

Ferner enthält die Festlegung die Vorgabe, dass die Fernleitungsnetzbetreiber für den Einsatz von MBI Engpasszonen zu definieren haben, die über eine ausreichend große Anzahl potentieller Anbieter und dadurch über eine hinreichende Funktionsfähigkeit verfügen. Dies ist insbesondere für den Einsatz des Spread-Produktes relevant. Die Fernleitungsnetzbetreiber (1. Konsultation) haben auf dieses Erfordernis hingewiesen, um die Verfügbarkeit der MBI möglichst sicherzustellen und Kostenrisiken zu senken. Auf die Notwendigkeit einer hinreichend großen Anzahl von Marktteilnehmern in den Engpasszonen für einen MBI-Einsatz haben auch andere Stellungnahmen hingewiesen (1. Konsultation: INES; 2. Konsultation: EFET, UNIPER, BDEW, German LNG).

Die Festlegung verlangt außerdem, die Möglichkeit vorzusehen, dass Angebote für das Spread-Produkt, soweit technisch möglich, in Angebote für Regelenergieprodukte integriert werden. Der börsenbasierte Regelenergiehandel ist in seiner jetzigen Form bereits seit mehreren Jahren implementiert und hat sich bislang immer als robust erwiesen. Die Integration des Spread-Produktes in die Beschaffungssystematik für Regelenergie lässt daher in vergleichbarer Weise erwarten, dass in einem relevanten Engpassfall die benötigten Gasmengen über das Spread-Produkt durch

den Markt verfügbar gemacht werden. Dieser Aspekt wurde in den Konsultationen begrüßt (1. Konsultation: BDEW, EFET), es wurde aber auch auf die Notwendigkeit hingewiesen, die Beschaffungskosten von Regelernergie und Spread-Produkt zu trennen (2. Konsultation: UNIPER, BDEW).

Schließlich sollen der MBI-Einsatz und der Kapazitätsrückkauf über Monitoringpflichten der Fernleitungsnetzbetreiber fortlaufend mit Blick auf ihre Wirksamkeit und die Beschaffungskosten ausgewertet werden. Dies entspricht einer Forderung der FNB (1. Konsultation), die von Konsultationsteilnehmern unterstützt wird (1. Konsultation: HEH; 2. Konsultation: German LNG). Sollten sich im Zuge dieser fortlaufenden Überprüfung der MBI Zweifel an ihrer Eignung zur Erhöhung technischer Kapazität ergeben, bietet § 29 Abs. 2 EnWG die Möglichkeit, Anpassungen oder Änderungen der Festlegung auf dieser Grundlage in Betracht gezogen werden.

- 49 c) Eine Anerkennung der MBI zur Erhöhung technischer Kapazität nach § 9 Abs. 3 GasNZV ist mit weiteren Auswirkungen verbunden, die die Beschlusskammer positiv bewertet:
- 50 aa) Technische Kapazität unterliegt einem Vermarktungshorizont von 5 bis 15 Gaswirtschaftsjahren, vgl. Art. 11 Abs. 3 Verordnung (EU) 2017/459 i.V.m. § 13 Abs. 1 S. 4 GasNZV. Das gegenwärtige KAP+-System begrenzt die MBI-gestützte Kapazitätsvermarktung dagegen auf zwei Gaswirtschaftsjahre, wobei die Fernleitungsnetzbetreiber stets von der Möglichkeit Gebrauch gemacht haben, diese Kapazität jeweils nur für ein Gaswirtschaftsjahr anzubieten.
- 51 Die mit der Festlegung verbundene Ausweitung des Vermarktungshorizontes für MBI-gestützte FZK erhöht die Planungssicherheit für Transportkunden und schafft Transparenz über die langfristig an den Grenzübergangspunkten bzw. virtuellen Kopplungspunkten verfügbare Kapazität. Beides ist aus Sicht der Beschlusskammer insbesondere in der aktuellen Situation mit sich verändernden Aufkommensquellen und Transportrouten besonders wichtig. Die langfristige Verfügbarkeit von Transportkapazität, welche sich auch in einem entsprechenden Angebot bei der Vermarktung in den Jahresauktionen ausdrückt, kann sich positiv auf den Abschluss langfristiger Lieferverträge oder bestimmter Investitionsentscheidungen in die Infrastruktur sowohl in Deutschland als auch in Nachbarstaaten auswirken.
- 52 Die Ausweitung des Vermarktungshorizontes wurde begrüßt (1. Konsultation: INES, HEH, Equinor, EFET, BDEW, SEFE; 2. Konsultation: OMV Gas). Insbesondere könnten dadurch Auktionsaufschläge, wie während KAP+, vermieden werden (1. Konsultation: Equinor, EFET). Die Fernleitungsnetzbetreiber (1. Konsultation) sehen ebenfalls Vorteile in der Ausweitung des Vermarktungshorizonts. Neben der angestrebten Planungssicherheit für Transportkunden könne sich dadurch auch das Potenzial von Auktionsaufschlägen reduzieren. Sie weisen allerdings auch auf ein damit für sie verbundenes Kostenrisiko hin und fordern die Möglichkeit, die kurzfristige Vermarktung von MBI gestützter Kapazität einstellen zu dürfen, sofern es zu unerwartet steigenden Kosten für den MBI-Einsatz kommt oder sich Erkenntnisse über eine verminderte Wirksamkeit der

MBI einstellen. Dies sei nicht nur im Interesse des Marktes insgesamt, sondern würde es auch ermöglichen, auf Fälle zu reagieren, in denen MBI nicht in ausreichender Menge vom Markt angeboten werden. In diesem Zusammenhang verweisen sie auch auf die Situation in Frankreich, wo Erdgaslieferungen nach Deutschland in der Vergangenheit ausgesetzt bzw. Kapazität nicht vermarktet wurde, weil ähnlich wirkende Instrumente wie die MBI nicht angeboten worden seien.

- 53 In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Erhöhung technischer Kapazität durch den Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 S. 4 GasNZV unter dem Vorbehalt steht, dass die Maßnahmen möglich, geeignet und wirtschaftlich zumutbar sind. Sofern diese Voraussetzungen in einem konkreten Fall nicht erfüllt sind, kommt die Einstellung der (unterjährigen) Vermarktung maßnahmengestützter Kapazität in Betracht. Diese Vorgaben werden mit Tenorziffer 4 S. 2 in die Festlegung überführt und bilden damit zukünftig auch die Grundlage für das Angebot MBI-gestützter Kapazität. Aus Sicht der Beschlusskammer werden über diese rechtlichen Maßstäbe etwaige Risiken der Fernleitungsnetzbetreiber angemessen berücksichtigt. Darüber hinaus sind die Fernleitungsnetzbetreiber nach Maßgabe des § 16 Abs. 1 EnWG in einem Engpassfall nicht daran gehindert, ergänzend zu einem Einsatz der MBI auch begleitende Maßnahmen zu ergreifen, sofern sie dies zur Behebung des Engpasses in einer konkreten Situation als notwendig erachten und keine weniger eingriffsintensiven Maßnahmen zu Verfügung stehen. Nach diesen Maßstäben kann auch die Aussetzung der Kurzfristvermarktung in Betracht kommen werden (vgl. hierzu unten Rz. 115).
- 54 bb) Mit der Festlegung wird eine Ausdehnung des MBI-Anwendungsbereichs ermöglicht.
- 55 KAP+ sieht das Angebot von Zusatzkapazität nur an Einspeisepunkten des Netzes vor und verknüpft den Einsatzbereich der MBI mit dem Netzengpass zwischen den beiden bisherigen Marktgebieten. Zwar steht für die Beschlusskammer der Erhalt der FZK im gesamtdeutschen Marktgebiet mit dieser Festlegung auch zukünftig im Vordergrund. Gleichwohl kommt unter den tatbestandlichen Voraussetzungen des § 9 Abs. 3 GasNZV eine MBI-gestützte Erhöhung der technischen Kapazität nunmehr an allen buchbaren Netzknoten des Marktgebietes und damit auch in sonstigen Engpassfällen in Betracht.
- 56 In Stellungnahmen (1. Konsultation: German LNG, Equinor, EFET, BDEW; 2. Konsultation: UNIPER) wurde in diesem Zusammenhang die Forderung nach einer bedarfsorientierten FZK-Erhöhung durch MBI an allen Ein- und Ausspeisepunkten des Marktgebietes erhoben und teilweise konkretisiert (siehe die Ausführungen zu Tenorziffer 2). Die Fernleitungsnetzbetreiber (1. Konsultation) begrüßen die mit der erweiterten MBI-Einsatzmöglichkeit verbundene Flexibilität. Sie weisen aber auf zusätzliche Anforderungen hin, die zu beachten seien. Insbesondere sei Voraussetzung, dass beiderseitig des zu behebenden Engpasses ein liquider und funktionsfähiger Gasmarkt vorhanden sei und mehrere potenzielle Anbieter für das Spread-Produkt zur Verfügung stehen. Ferner fordern sie eine fortlaufende Prüfung der Wirksamkeit und der Beschaffungskosten

der MBI (zu beiden Punkten siehe bereits Rz. 48). Außerdem weisen sie darauf hin, dass weiterhin auch andere Maßnahmen nach § 9 Abs. 3 GasNZV berücksichtigt werden müssten, insbesondere die Zuordnungsaufgabe (siehe hierzu die Ausführungen zu Tenorziffern 3 und 4).

- 57 cc) Durch die Anerkennung der MBI zur Erhöhung technischer Kapazität nach § 9 Abs. 3 GasNZV wird die Möglichkeit eröffnet, die MBI im Rahmen der Netzentwicklungsplanung als ergänzende oder alternative Instrumente zu einem physischen Netzausbau zu berücksichtigen.
- 58 Aufgrund des gesetzlich festgelegten Dekarbonisierungsziels und den damit einhergehend niedrigeren Restnutzungsdauern von Sachanlagevermögenswerten im Gastransport ist jeglicher Neubau im Erdgasnetz daraufhin zu prüfen, ob dieser mit den Zielen des EnWG vereinbar ist. Klassischer Netzausbau geht oft einher mit hohen Investitionskosten sowie langen Planungs- und Errichtungsdauern. Demgegenüber steht eine immer kürzer werdende Nutzungsdauer, sofern die Infrastruktur nicht nachhaltig für den Transport von Gasen genutzt werden kann, die dem Erreichen des Dekarbonisierungsziels nicht entgegenstehen. Vor diesem Hintergrund könnten kapazitätserhöhende Maßnahmen, wie die MBI, als Alternativen zum Netzausbau mit dem Ziel der Kapazitätsbereitstellung im Prozess der Netzentwicklungsplanung Gas Berücksichtigung finden. Dies wäre auch mit europäischen Vorgaben vereinbar. Art. 51 Abs. 3 des konsolidierten finalen Entwurfs der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff, interinstitutionelle Einigung vom 14.12.2023, Akte 2021/0424(COD), Dokumentennummer 16522/23 (im Weiteren: Entwurf Gasrichtlinie) sieht vor, dass bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans die Fernleitungsnetzbetreiber potenziellen Alternativen zum Netzausbau Rechnung tragen.
- 59 Von Konsultationsteilnehmern wurde es als denkbar angesehen, MBI als ergänzende oder alternative Instrumente zu einem physischen Netzausbau im Rahmen der Netzentwicklungsplanung zu berücksichtigen. Damit könne den Unzulänglichkeiten des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 in Bezug auf den zugrunde gelegten Bedarf für LNG-Anlagen und den damit verbundenen Risiken zu einem gewissen Grad entgegengewirkt werden (1. Konsultation: German LNG). Voraussetzung sei jedoch, dass die Verfügbarkeit der erforderlichen MBI über den Planungszeitraum verlässlich und nachvollziehbar sichergestellt werden könne. Unsicherheiten in der Bereitstellung und Verfügbarkeit von MBI könnten dagegen einen Netzausbau zur Darstellung langfristig benötigter Kapazität, z.B. für LNG-Anlagen, nicht entbehrlich machen (1. Konsultation: HEH; ähnlich auch SEFE). Bei abnehmendem Kapazitätsbedarf komme der Einsatz von MBI als Alternative zum Netzausbau grundsätzlich in Betracht. Dabei müsse der MBI-Einsatz diskriminierungsfrei für bisher nicht erfüllten FZK-Bedarf geprüft werden (1. Konsultation: EFET, Equinor). In anderen Stellungnahmen wurde bedauert, dass der Zusammenhang zwischen dem Kapazitätseinsatz über MBI und der Netzmodellierung im NEP-Prozess im Rahmen dieses Festlegungsverfahrens nicht

thematisiert werde (1. Konsultation: Equinor, BDEW). Die Fernleitungsnetzbetreiber (1. Konsultation) haben darauf hingewiesen, dass sachgerecht ausgestaltete MBI einen positiven Beitrag zu einer kostenoptimierten Ausbauplanung des deutschen Gasnetzes leisten könnten. Allerdings müsse ein Missbrauch der MBI durch Marktteilnehmer vermieden werden. Zudem haben sie verschiedene Gründe insbesondere infolge der veränderten Rahmenbedingungen seit dem Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine angeführt, weshalb sie derzeit keine MBI-Prognose abgeben könnten. Schließlich fehlten Erfahrungen mit dem Einsatz des Spread-Produktes, so dass eine belastbare wirtschaftliche Bewertung der damit verbundenen Kosten aktuell nicht möglich sei.

Die Beschlusskammer weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass mit der Anerkennung der MBI durch diese Festlegung lediglich die Grundlage geschaffen wird, die MBI als alternative oder ergänzende Instrumente zu einem Netzausbau in Betracht zu ziehen. Zu klären sind damit verbundene Fragen zu den Voraussetzungen und Anforderungen im Verfahren der Netzentwicklungsplanung. Deshalb hatte die Beschlusskammer bereits in der Einleitungsverfügung darauf hingewiesen, dass es nicht Gegenstand dieses Verfahrens sei, Regelungen zu diesem Thema festzulegen.

3.3.1.2 Außerkräfttreten der GasNZV mit Ablauf des 31.12.2025

- 60 Neben der Festlegung einer Nachfolgeregelung zu KAP+ dient das Verfahren auch dazu, die Inhalte des § 9 Abs. 3 GasNZV in eine behördliche Festlegung zu überführen. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass kapazitätserhöhende Maßnahmen auch nach dem Außerkräfttreten der GasNZV in Betracht gezogen werden müssen, um das Angebot technischer Kapazität im Marktgebiet zu erhöhen.
- 61 Der EuGH hatte mit Urteil vom 02.09.2021 (C-718/18) zum vierten Klagegrund des Vertragsverletzungsverfahrens gegen die Bundesrepublik Deutschland festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland mit den Vorgaben der Energiebinnenmarkttrichtlinien unvereinbar sei. Die Vorstrukturierung regulatorischer Entscheidungen durch die normativen Vorgaben der von der Bundesregierung erlassenen Rechtsverordnungen, u.a. der Gasnetzzugangsverordnung, stelle einen Verstoß gegen die in der Strom- und Gasrichtlinie enthaltenen Vorgaben zur Unabhängigkeit und ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde dar. Der Gesetzgeber hat dieses Urteil zum Anlass genommen, den nationalen Rechtsrahmen der Energieregulierung an die europarechtlichen Vorgaben anzupassen. Der Bundesnetzagentur wurden weitreichende Festlegungsbefugnisse im Bereich der Entgelt- und Zugangsregulierung von Strom- und Gasnetzen eingeräumt. Die für den Bereich des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen in § 20 Abs. 4 S. 1 und S. 2 EnWG aufgenommenen Festlegungsbefugnisse umfassen dabei auch die Befugnis der Regulierungsbehörde, die bisherigen Regelungsinhalte der GasNZV in Festlegungen zu überführen. Dabei kann sie auch von bestehenden Regelungen in den genannten Rechtsverordnungen abweichen oder ergänzende Regelungen zu diesen treffen, vgl. § 20 Abs. 4 S. 3

EnWG. Zugleich hat der Gesetzgeber das Außerkrafttreten der GasNZV mit Ablauf des 31.12.2025 geregelt.

- 62 Die Bundesnetzagentur strebt an, die Inhalte der GasNZV in themenbezogene Festlegungen zu überführen. Entsprechende Verfahren sollen im Frühjahr 2024 eingeleitet werden. Wegen des thematischen Zusammenhangs sieht es die Beschlusskammer jedoch als sinnvoll an, die Überführung der Inhalte des § 9 Abs. 3 GasNZV bereits zusammen mit der Nachfolgeregelung zu KAP+ in diesem Verfahren zu regeln.

3.3.2. Erwägungen zu den einzelnen Festlegungsgegenständen

- 63 Den einzelnen Festlegungsgegenständen liegen die folgenden Erwägungen zugrunde:

3.3.2.0 Tenorziffer 1

- 64 Mit Tenorziffer 1 wird die Vorschrift des § 9 Abs. 3 S. 1 GasNZV in eine Festlegung der Regulierungsbehörde überführt. Sie verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, sofern sie über die bestehende Netzinfrastruktur FZK nicht im ausreichenden Maß anbieten können, wirtschaftlich zumutbare kapazitätserhöhende Maßnahmen zu prüfen, um das Angebot von FZK im Rahmen der technischen Kapazität zu erhöhen. Die vorgenommenen Anpassungen gegenüber der Entwurfsfassung der 2. Konsultation sind lediglich redaktioneller Natur und lösen eine in den Tenorziffern 1 und 4 der Entwurfsfassung enthaltene Doppelung von Vorgaben zum Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen auf. Tenorziffer 1 regelt nun die grundsätzliche Prüfpflicht in Bezug auf kapazitätserhöhende Maßnahmen, während Tenorziffer 4 Modalitäten der Prüfung, die Auswahl und den Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen regelt.
- 65 Eine Überführung der Prüfpflicht des § 9 Abs. 3 S. 1 GasNZV ist aus Sicht der Beschlusskammer notwendig, damit kapazitätserhöhende Maßnahmen auch zukünftig zur Anwendung kommen. Wie bereits ausgeführt, trägt der Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen unter Berücksichtigung der Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb zu einer effizienteren Nutzung der bestehenden Infrastruktur bei. Sie können den Bedarf an Netzausbau reduzieren und damit zu einer preisgünstigeren Versorgung der Allgemeinheit mit Gas beitragen. Zugleich werden die Ziele der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Gas, der Sicherung eines leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Gasversorgungsnetzen sowie der gesamtwirtschaftlich optimierten Gasversorgung im Sinne des § 1 Abs. 2 EnWG gefördert. Die Prüfung des Einsatzes kapazitätserhöhender Maßnahmen zur Maximierung der technischen Kapazität wird auch durch europäische Regelungen gestützt, vgl. Art. 6 Abs. 1 lit. a) Ziffer 1 Verordnung (EU) 2017/459 sowie Art. 51 Abs. 3 Entwurf Gasrichtlinie.
- 66 Mit Tenorziffer 1 wird die Vorschrift des § 9 Abs. 3 S. 1 GasNZV ohne materielle Änderungen überführt. Von der in § 20 Abs. 4 S. 3 EnWG geregelten Befugnis, von Vorgaben der GasNZV

abzuweichen oder ergänzende Regelungen zu treffen, macht die Beschlusskammer insoweit keinen Gebrauch. Hierzu war sie nach europäischem Recht auch nicht verpflichtet. Der EuGH hat im oben genannten Urteil zwar die Unvereinbarkeit der normativen Regulierung mit der europarechtlich vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde festgestellt. Er hat dabei aber keine Verstöße des geltenden Regulierungsrahmens gegen materielle Vorgaben europäischer Rechtsakte beanstandet.

- 67 Die Regelung in Tenorziffer 1 ist sachgerecht. Sie verlangt die Prüfung kapazitätserhöhender Maßnahmen unter der Tatbestandsvoraussetzung, dass über die bestehende Netzinfrastruktur FZK nicht im ausreichenden Maß angeboten werden kann. Ziel kapazitätserhöhender Maßnahmen - sowohl nach der GasNZV (BR Drs. 312/10, S. 65) als auch zukünftig - ist es, dass verfügbare Kapazität an Ein- und Ausspeisepunkten im jeweils benötigten Umfang ausgewiesen werden kann. Ihre Anwendung scheidet dagegen aus, soweit FZK bereits ohne Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen im benötigten Umfang angeboten werden kann. Die Regelung trägt damit einerseits den oben genannten europäischen wie nationalen Vorgaben Rechnung, die technische Kapazität zu maximieren. Andererseits stellt sie sicher, dass der Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen, der in der Regel mit Kosten verbunden ist, auf das für die Belebung des Wettbewerbs im Gasmarkt ausreichende Maß begrenzt wird.
- 68 Tenorziffer 1 stellt, wie § 9 Abs. 3 S. 1 GasNZV, die Prüfpflicht kapazitätserhöhender Maßnahmen in Bezug auf eine Erhöhung des Angebots von FZK auf. Eine Prüfung zur Erhöhung anderer fester Kapazitätsprodukte im Sinne der Festlegung „KASPAR“ (Beschluss vom 10.10.2019, BK7-18-052) ist nicht vorgesehen. Dies ist sachgerecht. Es entspricht dem Wesensmerkmal des Entry-Exit-Systems nach § 20 Abs. 1b S. 1 und S. 10 EnWG, feste Kapazität in größtmöglichem Umfang frei zuordenbar anzubieten. Nach der bereits in der Festlegung „KASPAR“ dargelegten Auffassung der Beschlusskammer sind Einschränkungen der festen freien Zuordenbarkeit von Kapazität nur aufgrund netztechnischer Restriktionen zulässig. Kapazitätserhöhende Maßnahmen dienen dazu, Netzengpässe zu umgehen oder zu überwinden. Sie sind daher mit dem Ziel einzusetzen, das Angebot von FZK im Marktgebiet zu erhöhen.
- 69 Mit der Begrenzung der Prüfpflicht auf diejenigen kapazitätserhöhenden Maßnahmen, die wirtschaftlich zumutbar sind, wird im Rahmen von Tenorziffer 1 sichergestellt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nicht in unverhältnismäßiger Weise belastet werden. Sie haben nicht sämtliche denkbaren kapazitätserhöhenden Maßnahmen zu berücksichtigen, sondern nur diejenigen, die in wirtschaftlicher Hinsicht nicht außer Verhältnis zu dem damit verbundenen Nutzen für die Erhöhung des Angebots technischer Kapazität stehen.
- 70 Im Rahmen der Konsultationen wurde allgemein begrüßt, dass kapazitätserhöhende Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots an FZK im Marktgebiet auch zukünftig in Betracht zu ziehen sind.

3.3.2.1 Tenorziffer 2

- 71 Tenorziffer 2 enthält konkretisierende Vorgaben zur Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK im Marktgebiet. In Satz 1 wird klargestellt, dass sich das ausreichende Maß an FZK aus dem jeweils aktuellen marktgebietsweiten langfristigen Kapazitätsbedarf ergibt, den die Fernleitungsnetzbetreiber im Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG zu ermitteln haben. Satz 2 regelt, dass Änderungen des ausreichenden Maßes, insbesondere im Zeitraum zwischen den rollierenden Verfahren der Netzentwicklungsplanung, beim Angebot von FZK zu berücksichtigen sind. Satz 3 ermöglicht im Hinblick auf die bevorstehende Jahresauktion 2024 eine gesonderte Bestimmung des ausreichenden Maßes, sofern die Ermittlung im Rahmen des Verfahrens der Netzentwicklungsplanung nicht rechtzeitig erfolgen kann.
- 72 a) Die Regelung in Tenorziffer 2 Satz 1, dass sich das ausreichende Maß an FZK aus dem marktgebietsweiten langfristigen Kapazitätsbedarf ergibt, den die Fernleitungsnetzbetreiber im Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG zu ermitteln haben, ist sachgerecht.
- 73 Durch sie werden unnötige Mehrfachprozesse bei den Fernleitungsnetzbetreibern vermieden. Die Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK setzt eine Ermittlung des Kapazitätsbedarfs im Marktgebiet voraus. Ohne Kenntnis des Kapazitätsbedarfs können die Fernleitungsnetzbetreiber nicht bestimmen, in welchem Umfang FZK benötigt wird. Tenorziffer 2 S. 1 verweist insoweit auf die Kapazitätsbedarfsermittlung im Verfahren der Netzentwicklungsplanung und bringt damit zum Ausdruck, dass die Fernleitungsnetzbetreiber keinen gesonderten Bedarfsermittlungsprozess im Zusammenhang mit der Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK etablieren müssen. Dies steht auch im Einklang mit § 17 S. 1 GasNZV, der die Pflicht zur Ermittlung des marktgebietsweiten langfristigen Kapazitätsbedarfs im Verfahren der Netzentwicklungsplanung verortet. Auch für die Zeit nach dem Außerkrafttreten der GasNZV soll dieses Vorgehen beibehalten werden. Die Anlehnung an das Verfahren der Netzentwicklungsplanung stellt sicher, dass das ausreichende Maß an FZK aus einer Kapazitätsbedarfsermittlung bestimmt wird, die in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren unter Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt wird. Es ist daher sinnvoll, Fragen des Kapazitätsbedarfs auch zukünftig im Verfahren der Netzentwicklungsplanung zu konzentrieren.
- 74 Bei der Erstellung des Szenariorahmens im Verfahren der Netzentwicklungsplanung werden für alle Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes die notwendigen und sachgerechten Bedarfe an fester Transportkapazität ermittelt, u.a. auch an Grenzübergangs- und virtuellen Kopplungspunkten. Dabei werden u.a. Kapazitätsreservierungen, Kapazitätsausbauansprüche sowie interne Bestellungen berücksichtigt. Zusätzlich sind insbesondere die in § 17 S. 2 GasNZV genannten weiteren Kriterien einzubeziehen, u.a. Ergebnisse aus Kapazitätsvergabeverfahren, anhand derer gewährleistet werden kann, dass dauerhaft bestehender Kapazitätsbedarf der Transportkunden

angemessen berücksichtigt wird. Der Kapazitätsbedarf findet, sofern er durch die Bundesnetzagentur über den Szenariorahmen bestätigt wird, Eingang in die Netzmodellierung und bildet damit Grundlage für ggf. notwendige Netzausbaumaßnahmen. Aus diesen Erkenntnissen lässt sich das ausreichende Maß an FZK im Marktgebiet bestimmen. Die Beschlusskammer sieht hierin auch die geeignete Grundlage für die von Konsultationsteilnehmern (1. Konsultation: Equinor, EFET, BDEW; 2. Konsultation: UNIPER, EnBW) geforderte bedarfsorientierte Erhöhung von FZK mittels kapazitätserhöhender Maßnahmen.

- 75 Die Ableitung des ausreichenden Maßes an FZK aus dem langfristigen Kapazitätsbedarf ist angemessen. EFET (1. Konsultation) hat dies in Zweifel gezogen, weil die Themen Dekarbonisierung und Umstellung auf Wasserstoff in den nächsten 1-3 Jahren noch keinen signifikanten Einfluss auf den Kapazitätsbedarf hätten und deshalb eine Orientierung an der Historie der letzten Jahre höher ins Gewicht fallen müsse. Die Beschlusskammer teilt die Einschätzung, dass die Auswirkungen der Dekarbonisierung sowie des Hochlaufs einer Wasserstoffversorgung auf den Kapazitätsbedarf für Gastransporte vielleicht zunächst noch gering sind, in den kommenden Jahren aber zunehmend spürbar werden. Allerdings lässt sich dieser Aspekt im Rahmen der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs angemessen abbilden. So verlangt beispielsweise § 17 S. 2 Nr. 3 GasNZV die Berücksichtigung von Erkenntnissen aus Lastflusssimulationen nach § 9 Abs. 2 S. 1 GasNZV, bei denen die Fernleitungsnetzbetreiber nach § 9 Abs. 2 S. 2 GasNZV u.a. auch die historische Auslastung der Kapazität und die historische Nachfrage nach Kapazität zu berücksichtigen haben. Die von EFET geforderte verstärkte Berücksichtigung der Historie der letzten Jahre lässt sich in diesem Zusammenhang hinreichend abbilden. Auch temporäre Effekte, wie die von Konsultationsteilnehmern (1. Konsultation: BDEW, EFET, Equinor; 2. Konsultation: UNIPER) angesprochenen Auktionsaufschläge bei FZK-Buchungen oder die teilweise Buchung von unterbrechbarer Kapazität, lassen sich nach Einschätzung der Beschlusskammer bei der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs angemessen berücksichtigen. Eine Orientierung am langfristigen Kapazitätsbedarf ist aus Sicht der Beschlusskammer darüber hinaus sachgerecht, weil das ausreichende Maß an FZK, dessen Angebot ggf. unter Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen erfolgt, einem Vermarktungshorizont von 5 bis 15 Gaswirtschaftsjahren unterliegt (vgl. Rz. 50). Die ausschließliche Betrachtung kurzfristiger Bedarfe wäre zur Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK daher nicht geeignet. Ungeachtet dessen sind die Fernleitungsnetzbetreiber nach Tenorziffer 2 S. 2 jedoch verpflichtet, zwischenzeitliche Änderungen des ausreichenden Maßes beim Angebot von FZK zu berücksichtigen.
- 76 Das ausreichende Maß an FZK entspricht dem jeweils marktgebietsweit ermittelten langfristigen Kapazitätsbedarf, der mit FZK zu befriedigen ist. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind im Rahmen des Entry-Exit-Systems verpflichtet, feste Kapazität in möglichst großem Umfang frei zuordenbar anzubieten, vgl. § 20 Abs. 1b S. 1 und S. 10 EnWG, § 8 Abs. 2 GasNZV. Mit dem Angebot von FZK ist für die Netznutzer die größtmögliche Flexibilität verbunden. Sie stärkt den Wettbewerb auf

den vor- und nachgelagerten Märkten, erhöht die Liquidität des Gasmarktes und fördert den Binnenmarkt. Die Beschlusskammer erachtet ein Netzzugangssystem als effizient, wenn die Zugangspetenten die Netzinfrastruktur unter möglichst geringem Aufwand zu einem möglichst hohen Grad nutzen und so in einem wettbewerblich strukturierten Markt zu angemessenen Bedingungen als Anbieter auftreten können (gleichlautend im Beschluss vom 14.08.2015, Az. BK7-15-001 KARLA Gas 1.1, S. 16 sowie im Beschluss „KASPAR“, Az. BK7-18-052, S. 17).

Bei der Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK aus dem langfristigen Kapazitätsbedarf ist allerdings auch dem Umstand Rechnung zu tragen, dass nach dem geltenden Zugangsregime nicht alle Kapazitätsbedarfe im Marktgebiet mit FZK befriedigt werden müssen. Dies wird von Konsultationsteilnehmern kritisch bewertet. Sie fordern, dass bei der Bestimmung des ausreichenden Maßes die berechtigten Bedarfe der Netzkunden grundsätzlich mit FZK und nicht zuordnungsbeschränkt abgebildet werden (2. Konsultation: EnBW). Das ausreichende Maß an FZK sei bereits heute nicht mehr erfüllt (2. Konsultation: EFET). Der Anteil an FZK sei über die letzten zehn Jahre sukzessive reduziert worden. Diese Entwicklung habe bedenkliche Auswirkungen für den Wettbewerb und die Liquidität des Gasmarktes, erschwere die Absicherung von Gasmengen auf dem Großhandelsmarkt und führe zu einer Benachteiligung der davon betroffenen Netznutzer (2. Konsultation: EFET, EnBW, UNIPER, SEFE).

Die Beschlusskammer hatte sich bereits in der Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052) ausführlich mit den verschiedenen bedingt festen Kapazitätsprodukten und ihren Auswirkungen im deutschen Gasmarkt auseinandergesetzt. An ihren damaligen Bewertungen und der Entscheidung, nicht nur FZK und unterbrechbare Kapazität (uFZK) zuzulassen (vgl. Beschluss „KASPAR“, S. 26 ff.), hält sie weiterhin fest. Das Entry-Exit-System für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen verlangt, dass feste und unterbrechbare Kapazität frei zuordenbar anzubieten ist. Die gesetzliche Ausgestaltung des Entry-Exit-Systems sowohl in § 20 Abs. 1b) EnWG als auch in der GasNZV lässt jedoch Einschränkungen der Festigkeit zu, sofern diese auf netztechnischen Restriktionen beruhen. Auch das europäische Recht steht dem Angebot bedingt fester Kapazitätsprodukte unter dieser Voraussetzung nicht entgegen (vgl. Erwägungsgrund 13 sowie Art. 2 Abs. 35 des konsolidierten finalen Entwurfs der Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff, interinstitutionelle Einigung vom 15.12.2023, Akte 2021/0424(COD), Dokumentnummer 16522/23). Mit der Festlegung „KASPAR“ wurde ein abschließender Katalog zulässiger Kapazitätsprodukte festgelegt. Die beschränkt zuordenbare Kapazität (BZK) wurde abgeschafft, weil sie nicht über die Eigenschaft der freien Zuordenbarkeit (auch nicht auf unterbrechbarer Basis) verfügte und zur Abbildung netztechnischer Restriktionen nicht erforderlich war. Dagegen wurden die feste, dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) und die bedingt feste Kapazität (bFZK) als zulässige Kapazitätsprodukte zur Abbildung netztechnischer Restriktionen im deutschen Gasmarkt anerkannt. Nach einer korrekten

Berechnung von FZK können diese Produkte danach zur Kapazitätsmaximierung herangezogen werden.

Bei der Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK ist diese Zugangssystematik zu berücksichtigen. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es dabei nicht zu beanstanden, wenn die Fernleitungsbetreiber den Erhalt der FZK im gesamtdeutschen Marktgebiet in den Vordergrund stellen, nicht aber eine Reduzierung der Anteile bedingter Kapazitätsprodukte an der Gesamtkapazität. Das Ziel der Anerkennung der MBI besteht nicht in erster Linie darin, den Anteil bedingter Kapazitätsprodukte durch eine MBI-gestützte Umwandlung in FZK zu reduzieren, auch wenn eine solche Umwandlung in Einzelfällen nicht ausgeschlossen wird. Im Vordergrund steht vielmehr die Zielsetzung, den Umfang der FZK im gesamtdeutschen Marktgebiet möglichst zu erhalten und damit zu verhindern, dass bislang angebotene Einspeise-FZK infolge der Marktgebietszusammenlegung zu einem Großteil nur noch als unterbrechbare Kapazität (uFZK) angeboten werden kann. Die Beschreibung einiger Konsultationsteilnehmer, dass der Anteil der FZK an der Gesamtkapazität im deutschen Gasmarkt über die letzten zehn Jahre sukzessive zurückgegangen sei, veranlasst nicht dazu, diese Zielsetzung zu überdenken. Zwar hat der Umfang bedingter Kapazitätsprodukte in den letzten Jahren zugenommen. Dies ist jedoch nicht zu Lasten des Angebots von FZK gegangen, da dieses in seinem Umfang in den Gaswirtschaftsjahren 2016/2017 bis 2020/2021 weitgehend unverändert geblieben ist (vgl. die Darstellung der Kapazitätsentwicklung im deutschen Gasmarkt in den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur 2018-2022, abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de). Lediglich aus dem Monitoringbericht 2023 bezogen auf das Gastwirtschaftsjahr 2021/2022 ergibt sich ein Rückgang der FZK im Vergleich zu den Vorjahren. Dabei darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass mit Bildung des deutschlandweiten Marktgebiets zum 01.10.2021 auch die Marktgebietsübergangspunkte zwischen den beiden ehemaligen Marktgebieten entfallen sind. Die an diesen Punkten in beiden Richtungen angebotene Einspeisekapazität ist zwar für die Statistik im Monitoringbericht als angebotene Kapazität weggefallen. Mit Einführung des neuen Marktgebietes THE verbindet jedoch die deutschlandweite FZK nun deutlich mehr Ein- und Ausspeisepunkte auf fester Basis miteinander. Während im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 ein Transportkunde für die Einspeisung einer Gasmenge im Marktgebiet Gaspool in Verbindung mit einer Ausspeisung der gleichen Gasmenge im Marktgebiet Net-Connect Germany noch zwei Ein- und Ausspeisekapazitäten buchen musste, ist mit der Marktgebietszusammenlegung zum Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 nur noch die Buchung einer Einspeise- und Ausspeisekapazität notwendig. Der in der Konsultation beschriebene Effekt, dass der Anteil der FZK an der Gesamtkapazität zurückgegangen sei, ist daher nicht zu Lasten des Angebots von FZK gegangen, sondern in erster Linie auf eine insgesamt positiv zu bewertende kontinuierliche Erhöhung der festen Gesamtkapazität im deutschen Gasmarkt in den letzten Jahren zurückzuführen. Diese ist überwiegend durch eine Erhöhung der bedingten Kapazitätsprodukte erreicht worden. Für die Beschlusskammer ist darüber hinaus nachvollziehbar (1. Konsultation: FNB),

dass es mit der Anerkennung der MBI in der Regel nicht möglich sein dürfte, sowohl den Erhalt von Einspeise-FZK im deutschlandweiten Marktgebiet sicherzustellen, als auch bedingte Kapazitätsprodukte umfangreich in FZK umzuwandeln. Aus ihrer Sicht sollte daher der Erhalt der FZK im gesamtdeutschen Marktgebiet im Vordergrund stehen, weil diese Kapazität andernfalls nur unterbrechbar angeboten werden könnte. Diese Zielsetzung zu verfolgen ist auch mit den größeren Vorteilen für die Gesamtheit der Netznutzer im Hinblick auf die Sicherstellung eines effizienten Netzzugangs verbunden. Sie entspricht im Übrigen auch dem bisherigen Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber und der Zielsetzung von KAP+. Mit Einführung von KAP+ haben die Fernleitungsnetzbetreiber MBI ausschließlich zur Erhöhung des Angebots an Einspeise-FZK berücksichtigt, nicht aber zur Verringerung des Anteils bedingter Kapazitätsprodukte an der Gesamtkapazität.

Unter das ausreichende Maß an FZK fallen von daher diejenigen ermittelten Bedarfe, für die bereits in der Vergangenheit FZK bereitgestellt werden konnte. Um diese Bedarfe auch zukünftig mit FZK befriedigen zu können, sind die MBI entwickelt worden. Darüber hinaus fallen unter das ausreichende Maß an FZK auch diejenigen ermittelten Bedarfe, die im Rahmen der Gewährung eines angemessenen Netzzugangs zukünftig durch Bereitstellung von FZK befriedigt werden müssen. Dagegen kann von einem unbefriedigten FZK-Bedarf, der bei der Bestimmung des ausreichenden Maßes zu berücksichtigen wäre, nicht immer schon dann ausgegangen werden, wenn andere zulässige feste Kapazitätsprodukte im Sinne der Festlegung „KASPAR“ angeboten werden. Entscheidend ist vielmehr, ob das Angebot dieser anderen Produkte im Einzelfall unter Berücksichtigung etwa von Unterbrechungswahrscheinlichkeiten und zusätzlichen Absicherungskosten auf Seiten der Netznutzer zu einer unangemessenen Beeinträchtigung des Netzzugangs führt. Dementsprechend ist es grundsätzlich zulässig, individuelle Netzausbauansprüche nach § 39 GasNZV mit der Bereitstellung von DZK zu modellieren. Von einem FZK-Bedarf ist in diesen Fällen dann auszugehen, wenn auf Basis einer gesamtwirtschaftlichen Gesamtbetrachtung eine Bereitstellung von FZK geboten ist (vgl. z.B. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 24.03.2021, VI-3 Kart 2/20, EnWZ 2021, 318). Nur unter dieser Voraussetzung kommt in dem genannten Bereich die von Konsultationsteilnehmern (1. Konsultation: EFET; 2. Konsultation: UNIPER) thematisierte MBI-gestützte Umwandlung bedingt fester Kapazitätsprodukte in eine FZK in Betracht.

- 77 Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Verknüpfung der Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK mit der Kapazitätsbedarfsermittlung im Verfahren der Netzentwicklungsplanung als sachgerecht und konsistent bezeichnet (1. Konsultation). Nach ihrer Einschätzung fügt sich die Ermittlung des ausreichenden Maßes mit diesem Vorgehen in eine seit mehr als zehn Jahren bewährte und verfeinerte Methodik zur Erstellung der Netzentwicklungspläne Gas ein.
- 78 In anderen Stellungnahmen wurde diese Verknüpfung als denkbare Möglichkeit angesehen. In diesem Zusammenhang wurde allerdings der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas

2022-2032 für die geplanten LNG-Anlagen als unzureichend bezeichnet, weil er ihren FZK-Bedarf nur zu ca. 78 Prozent berücksichtige (1. Konsultation: German LNG, HEH, SEFE). Zum Teil wurde darauf hingewiesen, dass das ausreichende Maß bereits bekannt sei (1. Konsultation: German LNG). Andere Konsultationsteilnehmer haben gefordert, das Vorgehen bei der Bestimmung des ausreichenden Maßes näher zu erläutern (1. Konsultation: EFET, BDEW, Equinor, SEFE). Außerdem wurde gefordert, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Herleitung und die Höhe des ausreichenden Maßes darlegen und konsultieren und dass ein öffentlicher Workshop zu diesem Thema durchgeführt wird (1. Konsultation: EFET, BDEW, Equinor; 2. Konsultation: UNIPER, BDEW).

- 79 Aus Sicht der Beschlusskammer stellt es ein berechtigtes Anliegen der Marktteilnehmer dar, dass die Bestimmung des ausreichenden Maßes anhand transparenter und nachvollziehbarer Kriterien erfolgt. Sie hält das Verfahren der Netzentwicklungsplanung für geeignet, diesen Anforderungen zu genügen. Beim Verfahren der Netzentwicklungsplanung handelt es sich um einen in der Gaswirtschaft seit Jahren bekannten und etablierten Prozess. Angesichts der beschriebenen Herleitung des ausreichenden Maßes aus den Erkenntnissen dieses Prozesses über den marktgebietsweiten langfristigen Kapazitätsbedarf hat die Beschlusskammer die Durchführung eines gesonderten Workshops im vorliegenden Verfahren für entbehrlich gehalten.

Im Verfahren der Netzentwicklungsplanung wurde dieses berechtigte Anliegen der Marktteilnehmer auch bereits aufgegriffen: Die Bundesnetzagentur hatte die Fernleitungsnetzbetreiber im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 aufgefordert, in den kommenden Szenariorahmen die Diskussion über den langfristigen Kapazitätsbedarf im deutschlandweiten Marktgebiet fortzusetzen (vgl. Änderungsverlangen vom 19.03.2021, Az. 8615-NEP Gas 2020-2030, S. 44, abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de). Langfristiges Ziel des Prozesses sei es, einen mit dem Markt abgestimmten und hinreichend nachvollziehbaren Kapazitätsbedarf in einem deutschlandweiten Marktgebiet spätestens im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2024-2034 festzulegen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daraufhin die Konsultation zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 genutzt, um die Vorstellungen der Marktteilnehmer hinsichtlich möglicher Kriterien für einen langfristigen Kapazitätsbedarf abzufragen (vgl. Konsultationsdokument FNB Gas vom 21.06.2021, S. 84 f., abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de). Konkret wurde abgefragt, inwiefern die Marktteilnehmer die Auktionsergebnisse für die langfristigen Produkte als einen Indikator für ein Maß des Kapazitätsbedarfs in einem deutschlandweiten Marktgebiet ansehen, wie die Rolle der Kurzfristbuchungen in der Bestimmung von Kriterien für den langfristigen Kapazitätsbedarf eingeschätzt wird und welche Kriterien neben den Auktionsergebnissen und möglicherweise den Kurzfristbuchungen eine weitere Rolle spielen.

- 80 b) Tenorziffer 2 S. 2 regelt die Verpflichtung, dass Änderungen des ausreichenden Maßes beim Angebot von FZK zu berücksichtigen sind. Damit wird sichergestellt, dass die Erhöhung technischer Kapazität unter Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen stets bis zur Grenze des jeweils benötigten Umfangs in Betracht gezogen wird. Anpassungen, die insbesondere im Zeitraum zwischen den im Turnus von zwei Jahren durchzuführenden Verfahren der Netzentwicklungsplanung eintreten könnten, kommen in beide Richtungen in Betracht. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben damit auch etwaige kurzfristige Veränderungen des ausreichenden Maßes im Rahmen ihrer Verpflichtung zu beachten, wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu prüfen und ggf. zu ergreifen, um das Angebot an FZK bis zur Grenze des ausreichenden Maßes zu erhöhen.
- 81 Die Fernleitungsnetzbetreiber/THE (2. Konsultation) haben diese Vorgabe begrüßt. Sie führen aus, dass der Gasmarkt dynamisch sei und somit (ggf. auch unterjährig) eine flexible Kapazitätsallokation entsprechend sich ändernder Bedarfe erfordere.
- 82 c) Tenorziffer 2 S. 3 sieht ein abweichendes Vorgehen im Hinblick auf die Jahresauktion 2024 vor, sofern die Ermittlung des marktgebietsweiten langfristigen Kapazitätsbedarfs im Verfahren der Netzentwicklungsplanung nicht oder nicht rechtzeitig erfolgen kann.

Die Fernleitungsnetzbetreiber/THE haben im Rahmen der zweiten Konsultation auf die Änderungen des Prozesses der Netzentwicklungsplanung durch die EnWG-Novelle zur integrierten Netzentwicklungsplanung hingewiesen. Dadurch verschiebe sich der Zeitplan für die Vorlage des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2024-2034 mit der Folge, dass die Genehmigung durch die Bundesnetzagentur nicht rechtzeitig vor der Jahresauktion 2024 erteilt werden könne. Die Fernleitungsnetzbetreiber/THE schlagen daher vor, für die Jahresauktion 2024 das ausreichende Maß an FZK im Marktgebiet aus dem bestätigten Kapazitätsniveau der LNGplus C-Variante des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 zu bestimmen.

- 83 Der Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (BT-Drs. 20/10014) enthält Regelungen zur Erstellung eines integrierten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff. Hierzu haben die Fernleitungsnetzbetreiber und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen bis zum 31. Mai 2024 eine Koordinierungsstelle einzurichten, die die Erarbeitung des Szenariorahmens und die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff koordiniert, vgl. § 15a Abs. 2 EnWG-Entwurf. Der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff ist erstmals im Jahr 2024 zu erstellen und bis zum 30. Juni der Regulierungsbehörde vorzulegen, vgl. § 15b Abs. 1 und Abs. 4 EnWG-Entwurf.

Die Beschlusskammer teilt die Einschätzung, dass es im Lichte dieser Gesetzesänderungen nicht möglich sein wird, das ausreichende Maß an FZK im anstehenden Szenariorahmen rechtzeitig vor der Jahresauktion 2024 zu bestimmen. Angesichts der verbleibenden kurzen Zeit bis zur Jahresauktion im Juli 2024, für die das Kapazitätsangebot bereits im Juni 2024 zu veröffentlichen ist, trägt die Beschlusskammer daher den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber/THE mit. Zwar

liegt dem Kapazitätsniveau der LNGplus C-Variante keine Bedarfsermittlung bezogen auf das gesamtdeutsche Marktgebiet zugrunde. Gleichwohl wurde es im Verfahren der Netzentwicklungsplanung unter Beteiligung der Öffentlichkeit bestimmt und behördlich bestätigt. Es ist daher aus Sicht der Beschlusskammer vertretbar, es für die Jahresauktion 2024 als Grundlage für die Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK heranzuziehen. Sofern sich aus der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2024-2034 allerdings Änderungen des ausreichenden Maßes ergeben sollten, sind diese beim Angebot von FZK zu berücksichtigen, vgl. Tenorziffer 2 Satz 2.

3.3.2.2 Tenziffer 3

- 84 Tenziffer 3 listet auf, welche kapazitätserhöhende Maßnahmen zur Erhöhung des Angebotes von FZK in Betracht kommen. Dabei wird unterschieden zwischen kapazitätserhöhenden Maßnahmen, die überwiegend im Vorfeld des Angebots von FZK ergriffen werden (lit. a)), solchen, die zur Absicherung bereits vermarkteter FZK im Engpassfall zum Einsatz kommen (lit. b)), und dem Kapazitätsrückkauf (lit. c)).
- 85 a) Tenziffer 3 lit. a) enthält eine nichtabschließende Auflistung derjenigen Instrumente, die überwiegend im Vorfeld der Kapazitätsvermarktung beschafft werden. Hierunter fallen insbesondere Lastflusszusagen sowie das Angebot von Ein- und Ausspeisekapazität, die mit bestimmten Zuordnungsaufgaben verbunden ist.
- 86 Mit dieser Regelung werden wesentliche Inhalte des § 9 Abs. 3 S. 2 GasNZV in eine behördliche Festlegung überführt. § 9 Abs. 3 S. 2 GasNZV listet - ebenfalls nicht abschließend - kapazitätserhöhende Maßnahmen auf, die bei der Erhöhung technischer Kapazität insbesondere zu prüfen sind. Dazu gehören Lastflusszusagen (Nr. 1) sowie das Angebot von Ein- und Ausspeisekapazität, die mit bestimmten Zuordnungsaufgaben verbunden ist (Nr. 2). Den in der Vorschrift ebenfalls genannten Ausschluss einzelner Ein- und Ausspeisepunkte von der freien Zuordenbarkeit (Nr. 3) hat die Beschlusskammer dagegen nicht übernommen. Sie sieht hierfür keine Notwendigkeit und macht insoweit von ihrer Abweichungsbefugnis nach § 20 Abs. 4 S. 3 EnWG Gebrauch. Grund ist, dass mit der Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052) ein abschließender Katalog zulässiger Kapazitätsprodukte festgelegt wurde. Die danach zulässigen Kapazitätsprodukte zeichnen sich dadurch aus, dass sie – zumindest auf unterbrechbarer Basis – frei zuordenbar sind. Für einen vollständigen Ausschluss einzelner Ein- und Ausspeisepunkte von der freien Zuordenbarkeit besteht daher kein Raum.
- 87 Lastflusszusagen und Zuordnungsaufgaben sollten weiterhin als kapazitätserhöhende Maßnahmen in Betracht kommen. Lastflusszusagen sind im Gasmarkt etabliert. Sowohl das Verfahren zu ihrer Beschaffung als auch der Umgang mit den Beschaffungskosten unterliegt regulatorischen Vorgaben. Es besteht kein Anlass, ihre Anwendung zukünftig auszuschließen. Gleiches gilt für

das Angebot von Kapazität, die mit Zuordnungsaufgaben verbunden ist. Die gesetzliche Ausgestaltung des Entry-Exit-Systems erlaubt Einschränkungen der festen freien Zuordenbarkeit von Kapazität aufgrund netztechnischer Restriktionen; auch das europäische Recht steht diesem Verständnis nicht entgegen (siehe hierzu oben, Rz. 76). Nach der Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052) gehört die DZK zu den im deutschen Gasmarkt zugelassenen festen Kapazitätsprodukten. Sie erlaubt es Transportkunden, gebuchte Kapazität auf fester Basis entsprechend vorab bestimmter Zuordnungsaufgaben zu nutzen. Im Übrigen ist eine Nutzung auf unterbrechbarer Basis möglich.

- 88 Die Fernleitungsnetzbetreiber (1. Konsultation) haben auf die Notwendigkeit hingewiesen, die etablierten kapazitätserhöhenden Maßnahmen, insbesondere die Zuordnungsaufgabe, auch nach einer Anerkennung der MBI weiterhin berücksichtigen zu können. Diese Möglichkeit wird mit Tenorziffer 3 lit. a) klargestellt. Nach Auffassung der Beschlusskammer ist nach einer korrekten Berechnung von FZK bei netztechnischen Restriktionen allerdings bereits das initiale Angebot von DZK zur Kapazitätsmaximierung zulässig, vgl. Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052), S. 24 f. Von geringerer praktischer Bedeutung dürfte daher die rechtliche Möglichkeit sein, sie als kapazitätserhöhende Maßnahme einzusetzen, um das Angebot von FZK im Marktgebiet zu erhöhen.
- 89 Die mit Tenorziffer 3 lit. a) vorgenommene nichtabschließende Auflistung kapazitätserhöhender Maßnahmen, die überwiegend im Vorfeld der Kapazitätsvermarktung beschafft werden, ist darüber hinaus sachgerecht. Sie entspricht der bisherigen Regelung in § 9 Abs. 3 S. 2 GasNZV und räumt den Fernleitungsnetzbetreibern hinreichende Flexibilität ein, um auch sinnvolle weitere Maßnahmen zur Erhöhung technischer Kapazität in Betracht zu ziehen.
- 90 b) Mit Tenorziffer 3 lit. b) werden MBI als in Betracht kommende kapazitätserhöhende Maßnahmen anerkannt. Sie werden definiert als Instrumente, die zur Absicherung bereits vermarkteter FZK im Engpassfall beschafft werden. Aufgeführt werden die MBI in einem abschließenden Katalog. Dieser umfasst die aus dem KAP+-System bekannten Instrumente: das Spread-Produkt, die Drittnetznutzung und das VIP-Wheeling. Gegenüber der Entwurfsfassung aus der zweiten Konsultation wurde ein klarstellender Satz eingefügt, dass diese Instrumente jeweils engpassspezifisch zu beschaffen bzw. einzusetzen sind. Den Fernleitungsnetzbetreibern wird ferner die Möglichkeit eröffnet, weitere MBI vorzuschlagen, sofern sie dies für erforderlich oder sinnvoll halten. Der Einsatz weiterer MBI bedarf der vorherigen Anpassung der Festlegung. Mit diesen Vorgaben trifft die Beschlusskammer ergänzende Regelungen zu § 9 Abs. 3 S. 2 GasNZV, vgl. § 20 Abs. 4 S. 3 EnWG.
- 91 Die Festlegung eines abschließenden Katalogs von MBI ist sinnvoll. Sie trägt dem Umstand Rechnung, dass MBI, anders als die Maßnahmen nach Tenorziffer 3 lit. a), nicht überwiegend im Vorfeld der Erhöhung des Angebots technischer Kapazität kontrahiert werden, sondern - bei Bedarf - erst im Nachhinein zur Absicherung bereits vermarkteter Kapazität. Der mit dieser Konzeption

einhergehenden Gefahr, dass MBI im Engpassfall ihre absichernde Wirkung nicht entfalten oder nicht hinreichend verfügbar sind, ist in angemessener Weise Rechnung zu tragen. Mit dem abschließenden Katalog kann sichergestellt werden, dass MBI nicht ohne vertiefte Prüfung und Erörterung zur Absicherung fester Transportverträge zur Anwendung kommen. Dieser Ansatz wurde von Konsultationsteilnehmern als sinnvoll und nachvollziehbar eingestuft (1. Konsultation: Equinor, BDEW, EFET, FNB). Zugleich wurde begrüßt, dass dadurch eine zukünftige Erweiterung des Katalogs um weitere MBI durch Änderung der Festlegung nicht ausgeschlossen wird. In diesem Zusammenhang hat INES (1. Konsultation), wie schon im Rahmen des KAP+-Verfahrens, auf Basis einer im Februar 2021 gemeinsam mit Frontier Economics Ltd. veröffentlichten Studie die Einführung eines sogenannten VHP-Speicher-Wheelings empfohlen. Dabei treten Gasspeicher an unterschiedlichen Standorten im Markt virtuell als ein einziger Speicher auf. Der Betreiber des virtuellen Speichers entscheidet, an welchen Speichern tatsächlich Gas ein- und ausgespeichert wird. Die damit verbundene Flexibilität könne zur Behebung von Netzengpässen eingesetzt werden. Nach Auffassung von INES sei ein MBI-Katalog bestehend aus dem Spread-Produkt, dem VIP-Wheeling und dem VHP-Speicher-Wheeling (anstelle der Drittnetznutzung) geeignet, alle Engpassvermeidungspotenziale auszuschöpfen und Systemkosten zu begrenzen.

Die Beschlusskammer stuft MBI, wie schon im KAP+-Verfahren, als Maßnahmen im Sinne des § 16 Abs. 1 EnWG ein. Es obliegt daher den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen ihrer Systemverantwortung, die Eignung möglicher Instrumente zu prüfen und zu bewerten. Sie haben daher zu prüfen, ob zukünftig Erweiterungen oder Anpassungen des mit Tenorziffer 3 lit. b) geregelten MBI-Katalogs, beispielsweise im Sinne des Vorschlags von INES, sinnvoll oder geboten sind. Konsultationsteilnehmer haben in diesem Zusammenhang gefordert, dass die Aufnahme neuer Instrumente in den MBI-Katalog nicht nur an eine Prüfung und Darlegung durch die Fernleitungsnetzbetreiber geknüpft, sondern auch mit einer Konsultation der Stakeholder verbunden sein sollte (1. Konsultation: Equinor, BDEW, EFET). Die Beschlusskammer unterstützt diese Forderung. Die Aufnahme neuer Instrumente in den MBI-Katalog erfordert die Durchführung von Verwaltungsvorfahren zur Änderung dieser Festlegung. Die Beschlusskammer führt dabei regelmäßig Konsultationen mit dem Markt durch.

- 92 Die in Tenorziffer 3 lit. b) aufgelisteten Instrumente - das Spread-Produkt, die Drittnetznutzung und das VIP-Wheeling - entsprechen den Instrumenten aus dem KAP+-System. Die Beschlusskammer hat sich aus nachfolgenden Gründen für die Aufnahme dieser Instrumente entschlossen: Diese Instrumente sind im Markt bekannt und etabliert. Die Prozesse ihres Abrufs sind entwickelt und implementiert. Im KAP+-Verfahren sind diese Instrumente mit dem Markt konsultiert und von der Beschlusskammer auf ihre Vereinbarkeit mit sonstigen regulatorischen Vorgaben geprüft worden. An ihren Einschätzungen, dass die Drittnetznutzung mit entflechtungsrechtlichen Anforderungen vereinbar ist, sich das Spread-Produkt hinreichend klar von Regelenenergie abgrenzen lässt und die für den Anbieter des Spread-Produkts vorgesehene Renominierungsbeschränkung zur

Sicherstellung des physischen Effekts grundsätzlich nicht zu beanstanden ist (KAP+-Beschluss, S. 27 ff.), hält die Beschlusskammer auch in diesem Verfahren fest. Klarstellend sei beim Spread-Produkt darauf hingewiesen, dass wenn Gas in einer Zone vor dem Engpass verkauft wird, die Erfüllung durch den Marktteilnehmer sowohl über eine Reduzierung seiner physischen Einspeisung als auch über eine Erhöhung seiner physischen Ausspeisung erfolgen kann, sofern technische Gründe dem nicht entgegenstehen. Analog dazu kann in der Zone hinter dem Engpass der Kauf von Gas sowohl über eine Erhöhung der physischen Einspeisung als auch eine Reduzierung der physischen Ausspeisung erfüllt werden.

Die Beibehaltung der MBI aus dem KAP+-System wurde überwiegend begrüßt (2. Konsultation: OMV Gas, RWE S&T, SEFE, EFET, German LNG).

- 93 Auch die Fernleitungsnetzbetreiber halten diese Instrumente grundsätzlich weiterhin für geeignet, um feste Transportkapazität im Marktgebiet absichern zu können. Sie weisen jedoch aufgrund der aktuell beobachteten und zukünftig erwarteten Engpässe auf einen möglichen Anpassungsbedarf ihres Zuschnitts hin (vgl. hierzu bereits oben Rz. 42). Auch andere Konsultationsteilnehmer haben Ausgestaltungsspielräume bei den Instrumenten gefordert (1. Konsultation: Equinor, EFET). Diesen berechtigten Anliegen hat die Beschlusskammer Rechnung getragen. Sie hat in Tenorziffer 3 lit. b) den in der zweiten Konsultation (FNB/THE, BDEW) geforderten Satz aufgenommen, dass die MBI jeweils engpassspezifisch zu beschaffen und einzusetzen sind. Damit wird klargestellt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber vorab mehrere Engpässe definieren können, um die notwendige Flexibilität für einen MBI-Einsatz zur Absicherung technischer Kapazität sicherzustellen. Außerdem werden in Tenorziffer 5 lit. b) aa) und Tenorziffer 6 lit. c) weitere Vorgaben im Hinblick auf die Definition und die Anpassung von Engpasszonen gemacht, die den Rahmen für mögliche Anpassungen des MBI-Zuschnitts bilden.
- 94 c) Mit Tenorziffer 3 lit. c) wird auch der Kapazitätsrückkauf als kapazitätserhöhende Maßnahme anerkannt. Damit wird eine ergänzende Regelung zu § 9 Abs. 3 S. 2 GasNZV getroffen, vgl. § 20 Abs. 4 S. 3 EnWG.
- 95 Die Anerkennung des Kapazitätsrückkaufs wurde in den Konsultationen unterstützt (1. Konsultation: FNB, INES, Equinor, BDEW, EFET), teilweise wurde jedoch gefordert, ihn gleichberechtigt zu den anderen Instrumenten anzuerkennen (Equinor, BDEW, EFET). Mit der Überführung wird eine zusätzliche Absicherungsmöglichkeit technischer Kapazität für den Fall geschaffen, dass andere kapazitätserhöhende Maßnahmen im konkreten Fall nicht wirken bzw. nicht verfügbar sind. Dies ist nicht zuletzt wegen der verbleibenden Unsicherheiten im Hinblick auf die Wirksamkeit und Verfügbarkeit der MBI sinnvoll (siehe hierzu bereits oben Rz. 48). In diesem Zusammenhang hielte es die Beschlusskammer auch für zulässig, wenn der Kapazitätsrückkauf – so wie dies auch beim Spread-Produkt möglich ist (vgl. Rz. 92, 119) – für die Anbieter mit einer Renominierungsbeschränkung verknüpft wird, um den physischen Effekt des Kapazitätsrückkaufs sicherzustellen

(zur Möglichkeit einer generellen, gegenüber allen Marktteilnehmern vorzunehmenden Renomierungsbeschränkung zeitgleich mit dem Kapazitätsrückkauf siehe Rz. 124).

- 96 Tenorziffer 3 lit. c) erweitert die Definition des Kapazitätsrückkaufs gegenüber dem KAP+-System. Die Erfüllung soll nicht nur über die Reduzierung bereits kontrahierter fester und nominierter Einspeisetransportkapazität, sondern auch über die Erhöhung von bereits kontrahierter fester und nicht nominierter Ausspeisetransportkapazität in der überspeisten Zone vor dem Engpass erfolgen können. Die Fernleitungsnetzbetreiber/THE (2. Konsultation) haben diese Erweiterung kritisch bewertet und eine Streichung gefordert. Nach ihrer Auffassung sei diese Ausweitung bereits vom Wortsinn des Begriffs „Rückkauf“ nicht gedeckt. Im Übrigen sei fraglich, wie eine Erhöhung der Ausspeisung einen Engpass im Marktgebiet überhaupt überwinden könne. Da die Ausspeisungen in der Regel nicht räumlich flexibel seien, würde diese Maßnahme nur zu insgesamt mehr Gas im System führen, aber nicht zu einer Verschiebung von Einspeisungen an Punkte nach dem Engpass. Schließlich würde diese Erweiterung einen vollständig neuen Prozess darstellen, der erst entwickelt und implementiert werden müsste.

Diesen Ausführungen kann die Beschlusskammer nicht folgen. Zwar obliegt es den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen ihrer Systemverantwortung, die Eignung und Erforderlichkeit von Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG zu bewerten. Hieran ändert auch die vorliegende Festlegung nichts. Allerdings rechtfertigen es die vorgetragenen Bedenken aus Sicht der Beschlusskammer weder, von der Regelung abzusehen, noch von ihr keinen Gebrauch zu machen. Die Regelung erweitert den Kapazitätsrückkauf und erhöht damit die Wahrscheinlichkeit, den gewünschten physischen Effekt in der überspeisten Zone vor dem Engpass zu erzielen. Der physische Effekt kann gleichermaßen sowohl über eine Reduzierung der Einspeisung als auch über eine Erhöhung der Ausspeisung bewirkt werden. Der Hinweis, dass Ausspeisungen in der Regel räumlich nicht flexibel seien, verfängt nach Auffassung der Beschlusskammer nicht, weil es nur um die Erhöhung von Ausspeisungen in der überspeisten Zone geht. Die zusätzliche Berücksichtigung der Ausspeiseseite in der überspeisten Zone erweitert den Kreis potentieller Anbieter des Kapazitätsrückkaufs. Eine ausreichend große Anzahl potentieller Anbieter ist von den Fernleitungsnetzbetreibern in Bezug auf das Spread-Produkt zu Recht als ein wesentliches Kriterium angesehen worden. Aus Sicht der Beschlusskammer lassen sich die damit verbundenen Vorteile auf den Kapazitätsrückkauf übertragen. Die Berücksichtigung der Ausspeiseseite kann die Verfügbarkeit des Instruments verbessern und damit das Kostenrisiko senken. Sie kann auf diese Weise auch dazu beitragen, dass Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 EnWG nicht notwendig werden. Dass die Erweiterung vom Begriff „Rückkauf“ dem Wortsinn nach nicht umfasst sei, ist aus Sicht der Beschlusskammer dagegen von untergeordneter Bedeutung. Entscheidend ist vielmehr, dass die mit Tenorziffer 3 lit. c) vorgenommene Definition des Kapazitätsrückkaufs auch mit Blick auf die Erweiterung hinreichend klar und bestimmt ist. Nicht nachvollziehbar ist schließlich die Kritik der Fernleitungsnetzbetreiber/THE, dass die Erweiterung nur zu insgesamt mehr Gas im System führen würde, aber

nicht unbedingt zu einer Verschiebung von Einspeisungen an Punkte nach dem Engpass. Die Erhöhung von Ausspeisungen kann aus Sicht der Beschlusskammer nicht zu mehr Gas im System führen. Richtig ist zwar, dass dadurch nicht mehr Gas in die unterspeiste Zone nach dem Engpass gelangt. Allerdings wird dieser Effekt beim Kapazitätsrückkauf auch bislang nicht bewirkt. Der Kapazitätsrückkauf war, anders als das Spread-Produkt, schon immer nur bezogen auf die überspeiste Zone vor dem Engpass konzipiert. Hieran ändert sich durch die Erweiterung nichts. Die Beschlusskammer räumt allerdings ein, dass für die Umsetzung der vorgenommenen Erweiterung des Kapazitätsrückkaufs ein Prozess entwickelt und implementiert werden muss. Angesichts der genannten Vorteile hält sie dies jedoch für zumutbar, zumal die Erweiterung erst ab dem 01.10.2024 zur Anwendung kommt.

3.3.2.3 Tenorziffer 4

- 97 Mit Tenorziffer 4 werden weitere Vorgaben zur Prüfung, zur Auswahl und zum Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen gemacht.
- 98 a) Tenorziffer 4 Satz 1 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, bei der Prüfung wirtschaftlich zumutbarer kapazitätserhöhender Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots an FZK mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, den Einsatz solcher Maßnahmen möglichst gering zu halten. Tenorziffer 4 Satz 1 überführt - ohne materielle Änderungen - die Regelung des § 9 Abs. 3 S. 5 GasNZV in eine behördliche Festlegung. Damit wird die Verpflichtung zur Zusammenarbeit der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Prüfung kapazitätserhöhender Maßnahmen fortgeschrieben. Die damit verbundene Zielsetzung, den Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen möglichst gering zu halten, ist sachgerecht. Sie entspricht in Bezug auf den Einsatz kostenpflichtiger kapazitätserhöhender Maßnahmen (insbesondere Lastflusszusagen und MBI) der Zwecksetzung einer möglichst preisgünstigen leitungsgebundenen Energieversorgung, vgl. § 1 Abs. 1 EnWG. Das Ziel, den Einsatz von Zuordnungsaufgaben möglichst gering zu halten, stellt sicher, dass Beeinträchtigungen des Wettbewerbs und der Netznutzer durch Einschränkungen der freien Zuordenbarkeit möglichst gering ausfallen.
- 99 b) Tenorziffer 4 Sätze 2 und 3 geben eine Prüf- und Einsatzreihenfolge in Bezug auf kapazitätserhöhende Maßnahmen vor. Satz 2 legt fest, dass zunächst kapazitätserhöhende Maßnahmen nach Tenorziffer 3 lit. a) und lit. b) zu prüfen sind. Satz 3 regelt die Auswahl und den Einsatz von Maßnahmen: Ergibt die Prüfung, dass wirtschaftlich zumutbare kapazitätserhöhende Maßnahmen nach Tenorziffer 3 lit. a) und lit. b) möglich und geeignet sind, haben die Fernleitungsnetzbetreiber sie unter Berücksichtigung der Zwecke des EnWG in der Reihenfolge auszuwählen und zu ergreifen, die so kosteneffizient wie möglich die größtmögliche Erhöhung des Angebots an FZK im Marktgebiet sicherstellt.
- 100 Damit wird keine starre Einsatzreihenfolge kapazitätserhöhender Maßnahmen vorgegeben. Unter Beachtung dieser Maßstäbe ist es denkbar, dass die maßnahmengestützte Erhöhung von FZK

entweder vollumfänglich durch MBI erfolgt, oder durch eine Kombination mit anderen kapazitätserhöhenden Maßnahmen. Weniger wahrscheinlich - wenngleich nicht ausgeschlossen - ist, dass lediglich Lastflusszusagen oder in zulässiger Weise anhand netztechnischer Restriktionen gebildete Zuordnungsauflagen zum Einsatz kommen und den Einsatz von MBI ganz oder teilweise entbehrlich machen. Entscheidend ist, dass die größtmögliche Erhöhung des Angebots an FZK (bis zur Grenze des ausreichenden Maßes) bewirkt wird und dies so kosteneffizient wie möglich. Mit diesen Vorgaben wird die Zielsetzung, den Gesamterhalt der FZK im Marktgebiet sicherzustellen, in den Vordergrund gestellt, ohne dass der Einsatz von MBI für andere Zwecke als dem Ausgleich der FZK-Reduktion infolge der Marktgebietszusammenlegung ausgeschlossen wird.

- 101 Mit diesen Vorgaben wird eine von den Regelungen in § 9 Abs. 3 S. 2 und S. 4 GasNZV abweichende Prüf- und Einsatzreihenfolge kapazitätserhöhender Maßnahmen vorgenommen, vgl. § 20 Abs. 4 S. 3 EnWG. Die GasNZV gibt vor, dass Fernleitungsnetzbetreiber Lastflusszusagen vor Zuordnungsauflagen zu prüfen und ggf. einzusetzen haben. Ein Ausschluss einzelner Ein- und Ausspeisepunkte von der freien Zuordenbarkeit kommt als letzte Maßnahme in Betracht. Konsultationsteilnehmer haben die Nichtübernahme dieser Prüf- und Einsatzreihenfolge kritisiert. Sie befürchten, dass zukünftig Zuordnungsauflagen strukturell MBI vorgezogen werden könnten (2. Konsultation: RWE S&T, wohl auch BDEW). Sie fordern, dass Zuordnungsauflagen weiterhin nur nachrangig zu anderen kapazitätserhöhenden Maßnahmen genutzt und nur so gering wie möglich zum Einsatz kommen dürfen (2. Konsultation: EFET, EnBW, UNIPER). Beim Einsatz von Zuordnungsauflagen müssten außerdem die Kosten der von Zuordnungsauflagen betroffenen Netznutzer angemessen berücksichtigt werden (2. Konsultation: EFET, EnBW, SEFE). Die Fernleitungsnetzbetreiber (1. Konsultation) betonen dagegen, dass neben MBI auch die anderen kapazitätserhöhenden Maßnahmen, insbesondere Zuordnungsauflagen, berücksichtigt werden müssten. Nach ihrer Auffassung sei das Kosten-Nutzen-Verhältnis für die Überwindung eines vorhandenen Engpasses zu beachten. Beim MBI-Einsatz steht für sie die Absicherung der Gesamt-FZK weiterhin im Vordergrund (1. Konsultation).
- 102 Die Beschlusskammer hält eine Übertragung der Prüf- und Einsatzreihenfolge der GasNZV aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen und unter Berücksichtigung von MBI für nicht sinnvoll. Die Regelungen der GasNZV aus dem Jahr 2010 geben eine starre Prüf- und Einsatzreihenfolge vor, die sich ausschließlich am Grad der mit den kapazitätserhöhenden Maßnahmen verbundenen Beeinträchtigungen der freien Zuordenbarkeit orientiert. Keine Bedeutung spielt dabei die Frage, in welchem Umfang eine Erhöhung des Angebots an FZK damit ermöglicht wird. Aus Sicht der Beschlusskammer stellt es jedoch weiterhin die zentrale Herausforderung unter den veränderten Rahmenbedingungen nach der Marktgebietszusammenlegung dar, die FZK im Marktgebiet in ihrem bisherigen Umfang möglichst zu erhalten. Dabei gilt es, ca. 80 Prozent der bislang angebotenen Einspeise-FZK durch kapazitätserhöhende Maßnahmen darzustellen. Die Beschlusskammer sieht es daher als sinnvoll an, die Einsatzreihenfolge kapazitätserhöhender

Maßnahmen in erster Linie davon abhängig zu machen, dass die größtmögliche Erhöhung an FZK im Marktgebiet (bis zur Grenze des ausreichenden Maßes) sichergestellt werden kann. Diese Vorgabe verfolgt - unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen – die gleiche Zielsetzung wie die GasNZV (BR-Drs. 312/10, S. 66), nämlich mögliche Beeinträchtigungen des Wettbewerbs und der Flexibilität des Gasmarktes so gering wie möglich zu halten. Je größer die Erhöhung des Angebots an FZK durch den Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen ausfällt, desto geringer sind mögliche Beeinträchtigungen des Wettbewerbs und der Flexibilität des Gasmarktes. Eine starre Einsatzreihenfolge, der zufolge MBI stets vorrangig vor Zuordnungsaufgaben einzusetzen wären, würde das Erreichen dieses Ziels gefährden. Dies jedenfalls dann, wenn - wie von Konsultationsteilnehmern gefordert - MBI auch grundsätzlich dazu genutzt werden müssten, bedingte Produkte in FZK umzuwandeln, unabhängig davon, ob damit die größtmögliche Erhöhung von FZK im Marktgebiet verbunden wäre. Darüber hinaus bezieht sich die Prüf- und Einsatzreihenfolge des § 9 Abs. 3 S. 2 und S. 4 GasNZV ausschließlich auf kapazitätserhöhende Maßnahmen, die überwiegend im Vorfeld der Erhöhung des Angebots von FZK ergriffen werden. MBI werden dagegen erst zur Absicherung bereits vermarkteter Kapazität im Engpassfall eingesetzt. Mit ihnen ist daher ein erhöhtes Risiko verbunden, im konkreten Fall nicht oder nicht im erforderlichen Umfang verfügbar zu sein. Dieses Risiko versucht die Festlegung zwar bereits an mehreren Stellen angemessen zu berücksichtigen (vgl. hierzu oben Rz. 48). Eine starre Einsatzreihenfolge, der zufolge MBI immer vorrangig vor Zuordnungsaufgaben einzusetzen wären, würde dieses Risiko jedoch weiter erhöhen.

Die von Konsultationsteilnehmer geäußerte Befürchtung, dass es durch die Nichtübernahme der Prüf- und Einsatzreihenfolge der GasNZV zu einer weiteren Ausdehnung bedingter Produkte zu Lasten der FZK kommen könnte, teilt die Beschlusskammer nicht. Die Vorgaben der Festlegung knüpfen den Einsatz kapazitätserhöhender Maßnahmen, einschließlich der Zuordnungsaufgaben, ausdrücklich an eine (größtmögliche) Erhöhung des Angebots an FZK im Marktgebiet. Ein gegenteiliger Effekt ließe sich daher nicht auf Regelungen dieser Festlegung zurückführen. Im Übrigen lässt das Entry-Exit-System nach einer korrekten Berechnung von FZK im Falle netztechnischer Restriktionen bereits das initiale Angebot bedingter Kapazitätsprodukte zur Kapazitätsmaximierung zu (vgl. hierzu bereits oben Rz. 76, 88) und nicht nur als kapazitätserhöhende Maßnahme. Für die Entwicklung des Anteils einzelner Kapazitätsprodukte an der Gesamtkapazität im Gasmarkt ist die Frage der Prüf- und Einsatzreihenfolge kapazitätserhöhender Maßnahmen aus Sicht der Beschlusskammer daher von untergeordneter Bedeutung.

- 103 Entgegen einiger Stellungnahmen (2. Konsultation: EnBW, RWE S&T) macht Tenorziffer 4 Satz 3 das Kriterium der Kosteneffizienz nicht zum zentralen Maßstab für die Bildung der Einsatzreihenfolge kapazitätserhöhender Maßnahmen. Zentraler Maßstab ist vielmehr, wie dargelegt, die größtmögliche Erhöhung des Angebots an FZK im Marktgebiet. Das Kriterium der Kosteneffizienz

kommt ergänzend zum Tragen, wenn unterschiedliche Einsatzreihenfolgen bzw. kapazitätserhöhende Maßnahmen in unterschiedlichem Umfang geeignet sind, die größtmögliche Erhöhung des Angebots an FZK zu bewirken. Das Kriterium bezieht sich auf die Beschaffungskosten für kapazitätserhöhende Maßnahmen und betrifft damit in erster Linie das Verhältnis von Lastflusszusagen und MBI (in Bezug auf Zuordnungsaufgaben könnte es eine Rolle spielen, sofern diese nicht initial angeboten, sondern mit FZK-Inhabern vertraglich vereinbart würden). Die Fernleitungsnetzbetreiber haben danach die Kosten für die Kontrahierung von Lastflusszusagen im Vorfeld der Vermarktung und die voraussichtlichen Kosten für den Einsatz von MBI im Engpassfall zu vergleichen, sofern sie dazu in der Lage sind. Dabei liegt es in der Natur der Sache, dass in Bezug auf MBI die zu prognostizierenden Kosten zugrunde zu legen sind. Die von Konsultationsteilnehmern (2. Konsultation: EFET, EnBW, SEFE) geforderte Berücksichtigung von Kosten, die beim Einsatz von Zuordnungsaufgaben auf Seiten der davon betroffenen Netznutzer entstehen, ist nicht vorgesehen. Die Frage, ob ein an sich zulässiges Angebot bedingter Kapazitätsprodukte im Einzelfall, z.B. aufgrund unverhältnismäßiger Absicherungskosten auf Seiten des Netznutzers, zu einer unangemessenen Beeinträchtigung des Netzzugangs führt, betrifft aus Sicht der Beschlusskammer nicht die Einsatzreihenfolge kapazitätserhöhender Maßnahmen. Dieser Aspekt kann jedoch bei der Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK hinsichtlich der Frage eine Rolle spielen, ob ein Bedarf mit bedingten Kapazitätsprodukten erfüllt werden darf oder aber mit FZK erfüllt werden muss (siehe hierzu oben Rz. 76).

- 104 Die mit Tenorziffer 4 Sätze 2 und 3 verbundene grundsätzliche Gleichstellung von MBI und Lastflusszusagen wurde in den Konsultationen überwiegend als sinnvoll bewertet (1. Konsultation: Equinor, BDEW, EFET, German LNG). Beide Instrumente könnten auf unterschiedliche Art kapazitätssichernde Wirkung entfalten (1. Konsultation: BDEW). Außerdem wurde hervorgehoben, dass das Spread-Produkt in den überwiegenden Fällen das effizientere Produkt im Vergleich zu Lastflusszusagen darstelle; bei längerfristigen Kapazitätsvergaben könnten dagegen Lastflusszusagen weiterhin notwendig sein (1. Konsultation: EFET; 2. Konsultation: UNIPER). In diesem Zusammenhang wurde auch auf das verbleibende Beschaffungsrisiko von MBI hingewiesen (2. Konsultation: UNIPER).
- 105 c) Nach Tenorziffer 4 Satz 4 erfolgt die Prüfung des Kapazitätsrückkaufs nachrangig zu den anderen Maßnahmen. Zusammen mit der Vorgabe in Tenorziffer 5 lit. c) aa) wird damit geregelt, dass der Kapazitätsrückkauf nur als letztes Mittel (ultima ratio) in Betracht kommt. Dies entspricht auch den bisherigen Vorgaben aus dem KAP+-System.
- 106 Die Regelung wurde von einigen Konsultationsteilnehmern befürwortet (1. Konsultation: FNB, INES; 2. Konsultation: SEFE, German LNG). Andere haben - teilweise unter Hinweis auf positive

Erfahrungen mit Überbuchungs- und Rückkaufsystemen in Nachbarländern - gefordert, den Kapazitätsrückkauf als gleichberechtigtes Instrument anzuerkennen (1. Konsultation: BDEW, Equinor, EFET; 2. Konsultation: BDEW).

- 107 Die Beschlusskammer verfolgt mit der Anerkennung des Kapazitätsrückkaufs als kapazitätserhöhende Maßnahme das Ziel, eine zusätzliche Möglichkeit zur Absicherung technischer Kapazität im Engpassfall zu schaffen. Sie trägt damit verbleibenden Risiken in Bezug auf die Wirksamkeit und Verfügbarkeit der MBI Rechnung (vgl. hierzu oben Rz. 48). Die Anerkennung des Kapazitätsrückkaufs als ultima ratio ist hierzu ausreichend. Vorteile einer gleichberechtigten Anerkennung des Kapazitätsrückkaufs neben den anderen Instrumenten sieht die Beschlusskammer nicht. Von Konsultationsteilnehmern wurde nachvollziehbar darauf hingewiesen, dass der Kapazitätsrückkauf in seinen Eigenschaften insbesondere im Vergleich zum Spread-Produkt unterlegen ist (1. Konsultation: INES). Das europäische Recht sieht nach Maßgabe bestimmter Voraussetzungen zudem die Möglichkeit der nationalen Regulierungsbehörde vor, von der Einführung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems abzusehen, wenn bereits ein „Use-it-or-lose-it“-Mechanismus für verbindliche „Day-ahead“-Kapazität angewendet wird, vgl. Ziffer 2.2.3. Abs. 6 des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Da in Deutschland (anders als in einigen anderen europäischen Staaten) ein entsprechender „Use-it-or-lose-it“-Mechanismus in Form von Renominierungsbeschränkungen an allen Kopplungspunkten umgesetzt wurde, hatte die Beschlusskammer die grundsätzliche Entscheidung getroffen, ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem nicht zu implementieren (BK7-13-019). Hiervon wurde nach Tenorziffer 1 des KAP+-Beschlusses nur für den Zeitraum des KAP+-Systems eine Ausnahme gemacht. Die Beschlusskammer sieht derzeit keine Veranlassung, von dieser grundsätzlichen Entscheidung abzurücken. Die Anerkennung des Kapazitätsrückkaufs als ultima ratio ist daher auch vor diesem Hintergrund konsequent.

3.3.2.4 Tenziffer 5

- 108 Tenorziffer 5 regelt die Verpflichtung, kapazitätserhöhende Maßnahmen in diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren zu angemessenen Bedingungen zu beschaffen.
- 109 Tenorziffer 5 lit. a) enthält den unverbindlichen Hinweis darauf, dass für die Beschaffung von Lastflusszusagen die Vorgaben der Festlegung der Kosten für Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV vom 15.05.2014 „KOLA“ (BK9-14/606) gelten.
- 110 In Tenorziffer 5 lit. b) wird das Verfahren zur Beschaffung von MBI geregelt:
- 111 Der Einsatz von MBI setzt nach Tenorziffer 5 lit. b) aa) voraus, dass die Fernleitungsnetzbetreiber Engpasszonen vor und hinter dem Engpass oder den Engpässen diskriminierungsfrei anhand von technischen Netzrestriktionen definieren, die über eine ausreichend große Anzahl potentieller Anbieter und dadurch über eine hinreichende Funktionsfähigkeit verfügen. Diese Regelung erweitert

die Einsatzmöglichkeit von MBI gegenüber dem KAP+-System, das auf den strukturellen Engpass zwischen den ehemaligen Marktgebieten ausgerichtet ist.

- 112 Damit wird den Fernleitungsnetzbetreibern die notwendige und von ihnen geforderte Flexibilität eingeräumt, um den Einsatz der MBI an die aktuell beobachteten und zukünftig erwarteten Engpässe anpassen zu können (vgl. oben Rz. 42). Zugleich verknüpft die Regelung die eingeräumte Flexibilität mit weiteren Vorgaben, um sicherzustellen, dass Engpasszonen transparent und diskriminierungsfrei definiert werden und ein ausreichendes Angebot an MBI durch den Markt ermöglicht wird.
- 113 Die Änderungen gegenüber der zur Konsultation gestellten Entwurfsfassung des Tenors sind im Wesentlichen klarstellender und redaktioneller Natur: Zum einen wird durch die Ergänzung „(...) oder den Engpässen (...)“ klargestellt, dass für einen Einsatz von MBI auch mehrere Engpässe im Vorfeld definiert werden können. Diese Ergänzung entspricht Forderungen aus der zweiten Konsultation (FNB/THE, BDEW) und Hinweisen aus der ersten Konsultation, dass zwei Engpasszonen analog zu den bisherigen zwei Marktgebieten ggf. nicht ausreichend sind (1. Konsultation: INES), und verdeutlicht die notwendige Flexibilität für den Einsatz von MBI. Zum anderen wird der Passus „(...), die über hinreichend liquide und funktionsfähige Gasmärkte verfügen“ durch den Passus „(...), die über eine ausreichend große Anzahl potentieller Anbieter und dadurch über eine hinreichende Funktionsfähigkeit verfügen“ ersetzt. Diese Änderung geht auf Anregungen insbesondere von Seiten der Gashändler (2. Konsultation: EFET, BDEW, UNIPER) zurück, die die bisherige Formulierung als irritierend bzw. unzutreffend bezeichnet haben. Inhaltliche Änderungen sind damit nicht verbunden. Die Beschlusskammer ist sich mit den Fernleitungsnetzbetreibern und den Konsultationsteilnehmern einig darin, dass es insbesondere mit Blick auf das Spread-Produkt erforderlich ist, dass es eine ausreichende Anzahl potentieller Anbieter gibt. Andernfalls bestehen zu hohe Kosten- und Verfügbarkeitsrisiken (1. Konsultation: FNB). Sofern diese Anforderung erfüllt ist, müssen aus Sicht der Beschlusskammer die Engpasszonen jedoch nicht zwingend netzbetreiberübergreifend gebildet werden (die FNB hatten dies im Rahmen der 1. Konsultation als sinnvoll bezeichnet). In diesem Zusammenhang wurde von Konsultationsteilnehmern gefordert, das Cluster Unterelbe als zukünftige Engpasszone zu definieren (1. Konsultation: German LNG).
- 114 Nach Tenorziffer 5 lit. b) bb) sind vor der Beschaffung von MBI sonstige geeignete, dem konkreten Engpass entgegenwirkende Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG auszuschöpfen, die mit geringeren Beeinträchtigungen der Gasversorgung und der Netznutzer verbunden sind.
- 115 Mit dieser Regelung werden die gesetzlichen Maßstäbe des § 16 Abs. 1 EnWG aufgegriffen. Die Beschlusskammer stuft, wie schon im KAP+-Verfahren, den Einsatz von MBI im Engpassfall als Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG ein. Nach § 16 EnWG sind im Rahmen der Systemverantwortung der Fernleitungsnetzbetreiber zur Beseitigung von Gefährdungen und Störungen der Si-

cherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems netz- und marktbezogene Maßnahmen (§ 16 Abs. 1 EnWG) zu ergreifen, erforderlichenfalls auch sogenannte Notfallmaßnahmen (§ 16 Abs. 2 EnWG). Als Ursache von Gefährdungen und Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems kommen insbesondere Transportengpässe in Betracht. Für die Auswahl konkreter Maßnahmen im Rahmen des § 16 EnWG besteht eine Bindung der Fernleitungsnetzbetreiber an die Zwecke des EnWG (§ 2 Abs. 1 i.V.m. § 1 Abs. 1 EnWG); die Maßnahmenauswahl muss sich daher an Eignung, Erforderlichkeit und am Grad der Beeinträchtigung der Gasversorgung sowie der Netznutzer (Eingriffstiefe) orientieren (zu den vorstehenden Ausführungen siehe KAP+-Beschluss, S. 25, mit weiteren Nachweisen). Weniger eingriffsintensive aber gleich geeignete Maßnahmen sind danach vor dem Einsatz von MBI auszuschöpfen. Darüber hinaus sind die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Systemverantwortung nach diesen Maßstäben auch nicht daran gehindert, ergänzend zu den MBI begleitende Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG zu ergreifen, wie beispielsweise die Aussetzung der Kurzfristvermarktung, sofern sie dies zur Behebung des Engpasses in der konkreten Situation als notwendig erachten und keine weniger eingriffsintensiven Maßnahmen zur Verfügung stehen. Die Verpflichtung, den MBI-Einsatz nach einer preisoptimalen Merit-Order-Liste vorzunehmen (vgl. Tenorziffer 5 lit. b) cc) (3)), wird diesen Maßstäben ebenfalls gerecht.

- 116 In der Konsultation wurde befürchtet, dass durch diese Regelung Lastflusszusagen und Regelenergieprodukte immer vor MBI genutzt werden müssten. Es sei jedoch wichtig, zwischen Regelenergie- und Engpassinstrumenten zu unterscheiden. Zudem wurde befürchtet, dass sogar eine vorrangige Nutzung von bedingten Produkten vor der Nutzung von MBI und Lastflusszusagen befördert werde (2. Konsultation: EFET).

Die Beschlusskammer hält diese Bedenken für unbegründet. Sie weist darauf hin, dass sich der Regelungsgegenstand des § 16 Abs. 1 EnWG nur auf die Berechtigung und Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber zum Einsatz von Maßnahmen bezieht, um in einem konkreten Fall Gefährdungen und Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems zu beseitigen. Weder § 16 Abs. 1 EnWG noch Tenorziffer 5 lit. b) bb) sind mit Auswirkungen auf die Frage verbunden, in welchem Umfang im Vorfeld der Kapazitätsvermarktung Lastflusszusagen kontrahiert werden dürfen bzw. in welchem Umfang bedingte Kapazität aufgrund netztechnischer Restriktionen in zulässiger Weise angeboten werden darf. Es geht allein um die Frage, nach welchen rechtlichen Maßstäben die in einem konkreten Engpassfall den Fernleitungsnetzbetreibern zur Verfügung stehenden Maßnahmen ausgewählt werden. Regelenergieprodukte stehen in diesem Kontext nicht zur Verfügung; sie dienen nur dem bilanziellen Ausgleich des Gasversorgungssystems im Marktgebiet und sind daher zur Engpassbehebung unzulässig. Die Unterbrechung von bereits vermarkteter Kapazität, die nach den Bedingungen des Transportvertrages vollständig unterbrechbar ist oder über einen unterbrechbaren Anteil verfügt, dürfte dagegen in der Regel mit geringeren Beeinträchtigungen der Gasversorgung und der Netznutzer verbunden sein, als ein

MBI-Einsatz. Der Abruf bereits kontrahierter Lastflusszusagen dürfte dann eine geringere Eingriffstiefe aufweisen, wenn er mit geringeren Kosten als der MBI-Einsatz verbunden ist.

- 117 Tenorziffer 5 lit. b) cc) regelt die den Fernleitungsnetzbetreibern obliegenden einzelnen Prozessschritte für die Beschaffung von MBI. Sie haben jedoch die Möglichkeit, die Beschaffung der MBI auch zentral dem Marktgebietsverantwortlichen zu überlassen. Zunächst ist dabei im Hinblick auf die jeweilige Engpasssituation die voraussichtlich erforderliche Bedarfsmenge an MBI und der Bedarfszeitpunkt zu ermitteln (Prozessschritt 1). Anschließend erfolgt die Veröffentlichung der Bedarfsmenge an MBI und der Bedarfszeitpunkt. Gleichzeitig werden Marktteilnehmer aufgerufen, Angebote für das Spread-Produkt abzugeben. Parallel prüfen die Fernleitungsnetzbetreiber die Verfügbarkeit von Drittnetznutzung und VIP-Wheeling (Prozessschritt 2). Die abgegebenen Angebote für das Spread-Produkt und die in Betracht kommenden sonstigen MBI werden in einer preisoptimalen Merit-Order-Liste für den MBI-Abruf gereiht (Prozessschritt 3). Danach erfolgt der Abruf der MBI im benötigten Umfang entsprechend der Merit-Order-Liste (Prozessschritt 4). Schließlich erfolgt die Veröffentlichung der abgerufenen MBI (instrumentenscharf) unter Angabe der entsprechenden Leistung sowie der jeweiligen Kosten (Prozessschritt 5). Prozessschritt 6 regelt die Wiederholung der Prozessschritte 1 bis 5 sofern durch den Abruf der MBI der Bedarf zur Engpassbehebung nicht gedeckt werden konnte.
- 118 Mit diesen Vorgaben wird sichergestellt, dass MBI in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren beschafft werden. Die Vorgaben entsprechen den aus dem KAP+-System etablierten Prozessschritten. Die Beschlusskammer stuft es, unterstützt von Stellungnahmen in den Konsultationen (1. Konsultation: FNB, BDEW; 2. Konsultation: German LNG), als sinnvoll ein, diese Regelungen in die Festlegung aufzunehmen und damit auch für die Zeit nach dem Auslaufen von KAP+ zur Anwendung zu bringen. Die einzelnen Prozessschritte sind den Marktteilnehmern aus dem KAP+-Verfahren bekannt und im Markt implementiert.

Im Rahmen des Prozessschritts 2 ist vorzusehen, dass Angebote für das Spread-Produkt, soweit technisch möglich, in Angebote für Regelenergieprodukte integriert werden können. Dies entspricht der gegenwärtigen Umsetzung im Rahmen des KAP+-Systems. Die Integration des Spread-Produktes in die Beschaffungssystematik für Regelenergie lässt erwarten, dass in einem relevanten Engpassfall die benötigten Gasmengen über das Spread-Produkt durch den Markt in vergleichbarer Weise verfügbar gemacht werden, wie dies erfahrungsgemäß auch bei den Regelenergieprodukten der Fall ist. Dieser Aspekt wurde in den Konsultationen begrüßt (1. Konsultation: BDEW, EFET); teilweise wurde auf die Notwendigkeit hingewiesen, die Beschaffungskosten von Regelenergie und Spread-Produkt zu trennen (2. Konsultation: UNIPER, BDEW). Eine Vorgabe über die erforderliche Trennung der Kosten des Spread-Produktes von den Kosten für Regelenergieprodukte ist im Prozessschritt 2 enthalten.

Die Bildung einer preisoptimalen Merit-Order-Liste in Prozessschritt 3 wurde begrüßt (1. Konsultation: FNB, INES). Im Hinblick auf Prozessschritt 5 wurde vorgeschlagen, den Begriff „Bedarfsmenge“ durch „Leistung“ zu ersetzen (2. Konsultation: UNIPER). Die Beschlusskammer sieht den Begriff „Menge“ in diesem Kontext nicht als unzutreffend an; dieser Begriff wird auch im Rahmen der Prozessbeschreibung zum KAP+-System an entsprechender Stelle verwendet.

Ferner wurde zur Konkretisierung des Prozessschritts 6 eine Vorgabe empfohlen, wie oft die Prozessschritte 1 bis 5 durchlaufen werden müssen, bevor als ultima ratio der Kapazitätsrückkauf zur Anwendung kommt (2. Konsultation: UNIPER). Dieser Empfehlung ist die Beschlusskammer nicht gefolgt. Nach ihrer Auffassung lässt sich diese Frage nicht abstrakt, sondern nur unter Berücksichtigung der konkreten Umstände des jeweiligen Einzelfalls beurteilen. Dies zu beurteilen ist Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Systemverantwortung nach § 16 Abs. 1 EnWG. Dabei haben sie die genannten gesetzlichen Maßstäbe einzuhalten (vgl. oben Rz. 115). Entscheidend dürfte dabei sein, ob in einem konkreten Fall noch von einer ausreichenden Verfügbarkeit von MBI zur Behebung des jeweiligen Engpasses ausgegangen werden kann oder nicht.

- 119 Die Fernleitungsnetzbetreiber/THE haben vorgetragen, dass es im Rahmen des Prozesses zur Beseitigung eines Engpasses notwendig werden könne, gegenüber den Anbietern des Spread-Produktes individuelle Renominierungsbeschränkungen auszusprechen (2. Konsultation). Sie fordern, dass diese Möglichkeit, die nach dem KAP+-System besteht, erhalten bleibt. Das Kap+-System sieht die Möglichkeit von Renominierungsbeschränkungen für Anbieter des Spread-Produkts vor. Die Anbieter des Spread-Produktes sollen sich danach vertraglich verpflichten, in der überspeisten Engpasszone im Saldo weder ihre Einspeisungen nachträglich zu erhöhen noch ihre Ausspeisungen nachträglich zu verringern. In der unterspeisten Engpasszone gilt Entsprechendes umgekehrt. Aus Sicht der Beschlusskammer sind derartige Renominierungsbeschränkungen grundsätzlich nicht zu beanstanden. Sie hält in diesem Zusammenhang an ihren Bewertungen aus dem KAP+-Beschluss (Seite 29) fest. Insbesondere ist nicht zu erkennen, dass hierdurch den Anbietern des Spread-Produktes Einschränkungen auferlegt werden, die über das für den physischen Effekt Erforderliche hinausgehen.
- 120 Tenorziffer 5 lit. c) legt das Verfahren zur Beschaffung des Kapazitätsrückkaufs fest.
- 121 Voraussetzung für den Einsatz des Kapazitätsrückkaufs nach Tenorziffer lit. c) aa) ist, dass MBI nicht oder nicht in ausreichendem Maß verfügbar sind. Damit wird geregelt, dass der Kapazitätsrückkauf nur als letztes Mittel (ultima ratio) in Betracht kommt. Diese Regelung korrespondiert mit der Vorgabe in Tenorziffer 4 Satz 4, dass die Prüfung des Kapazitätsrückkaufs nur nachrangig zu den anderen kapazitätserhöhenden Maßnahmen in Betracht kommt. Auf die obigen Ausführungen unter Rz. 105 bis 107 kann an dieser Stelle daher verwiesen werden.

- 122 Tenorziffer 5 lit. c) bb) regelt die den Fernleitungsnetzbetreibern obliegenden einzelnen Prozessschritte für die Beschaffung des Kapazitätsrückkaufs. Sie haben jedoch die Möglichkeit, die Beschaffung des Kapazitätsrückkaufs auch zentral dem Marktgebietsverantwortlichen zu überlassen. Zunächst ist im Hinblick auf die jeweilige Engpasssituation zu ermitteln, in welchem Umfang und zu welchem Zeitpunkt der Kapazitätsrückkauf voraussichtlich notwendig ist (Prozessschritt 1). Anschließend erfolgt die Veröffentlichung der Bedarfshöhe und des Bedarfszeitpunkts für den Kapazitätsrückkauf. Gleichzeitig werden Marktteilnehmer aufgerufen, Angebote für einen Kapazitätsrückkauf abzugeben (Prozessschritt 2). Sodann werden die abgegebenen Angebote für den Kapazitätsrückkauf in einer preisoptimalen Merit-Order-Liste für den Kapazitätsrückkauf gereiht (Prozessschritt 3). Danach erfolgt der Kapazitätsrückkauf im benötigten Umfang entsprechend der Merit-Order-Liste (Prozessschritt 4). Schließlich erfolgt die Veröffentlichung der im Rahmen des Kapazitätsrückkaufs abgerufenen Leistungen sowie der jeweiligen Kosten (Prozessschritt 5).
- 123 Mit diesen Vorgaben wird sichergestellt, dass der Kapazitätsrückkauf in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren beschafft wird. Auch diese Vorgaben entsprechen den aus dem KAP+-System etablierten Prozessschritten. Sie sind den Marktteilnehmern bekannt und im Markt implementiert. Es ist sinnvoll, diese Vorgaben auch für die Zeit nach dem Auslaufen von KAP+ zur Anwendung zu bringen.
- 124 Die Fernleitungsnetzbetreiber/THE haben darauf hingewiesen, dass es zur Abwendung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems unter Umständen notwendig werden könne, zeitgleich mit dem Kapazitätsrückkauf ein Verbot von netzschädlichen Veränderungen der Ein- und Ausspeisungen für alle Marktteilnehmer für den Rest des Tages auszusprechen (2. Konsultation). Danach dürfen Marktteilnehmer in der überspeisten Engpasszone weder ihre Einspeisungen nachträglich erhöhen noch ihre Ausspeisungen nachträglich verringern. Umgekehrtes soll entsprechend für die unterspeiste Engpasszone gelten. Die Fernleitungsnetzbetreiber/THE fordern eine Klarstellung, dass diese aus dem KAP+-System bekannte Maßnahme auch weiterhin zur Anwendung kommen kann.

Die Beschlusskammer hält auch in diesem Zusammenhang an ihren Einschätzungen aus dem KAP+-Beschluss (Seite 34 ff.) fest: Nach ihrer Auffassung handelt es sich bei dieser Maßnahme um eine Notfallmaßnahme im Sinne des § 16 Abs. 2 EnWG. Anders als das entsprechende Verbot begleitend zum Spread-Produkt (vgl. oben Rz. 119) wird das Verbot in diesem Fall nicht nur dem Vertragspartner des Kapazitätsrückkaufs, sondern sämtlichen Marktteilnehmern in der überspeisten bzw. unterspeisten Engpasszone auferlegt. Notfallmaßnahmen kommen nur unter den tatbestandlichen Voraussetzungen des § 16 Abs. 2 EnWG in Betracht. Voraussetzung ist danach, dass sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems durch Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen lässt. Zwar ist es insoweit ausreichend, dass aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber der Einsatz netz-

oder marktbezogener Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG als nicht erfolgsversprechend einzustufen ist. Zu dieser Einschätzung müssen die Fernleitungsnetzbetreiber aber aufgrund der Prüfung und Beurteilung der konkreten Engpasssituation gelangen. Nicht ausreichend wäre dagegen ein in den Prozessen angelegter Automatismus, bei dem zeitgleich mit dem Kapazitätsrückkauf - ohne Prüfung der Tatbestandsvoraussetzungen des § 16 Abs. 2 EnWG - immer auch ein Verbot netzschädlicher Änderungen der Ein-/Auspeisungen für alle Marktteilnehmer für den Rest des Tages verhängt würde.

3.3.2.5 Tenziffer 6

- 125 Die Tenziffer 6 ist wesentlich für die Transparenz und Effizienz des Gasnetzbetriebs und stellt sicher, dass alle relevanten Informationen zur Kapazität und zur Nutzung der kapazitätserhöhenden Maßnahmen zeitnah und präzise verfügbar sind.
- 126 Mit lit. a) Tenziffer 6 werden die Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber der Beschlusskammer verpflichtet jährlich bis zum 01. Mai über das ausreichende Maß an FZK im Marktgebiet zu berichten. Diese Information umfasst Angaben zum Umfang der in der bevorstehenden Jahresauktion auf Basis der bestehenden Netzinfrastruktur angebotenen FZK sowie zu FZK, die durch kapazitätserhöhende Maßnahmen abgesichert werden. Dabei haben die Fernleitungsnetzbetreiber für FZK, die durch kapazitätserhöhende Maßnahmen abgesichert werden, auch zu unterscheiden, inwiefern beim Ausweis der entsprechenden FZK Instrumente gemäß Tenziffer 3 lit. a) oder Tenziffer 3 lit. b) zur Anwendung gekommen sind. Dies betrifft in erster Linie die Unterscheidung zwischen Lastflusszusagen nach Tenziffer 3 lit. a) aa) und MBI nach Tenziffer 3 lit. b). Eine Darlegung des Einsatzes von Zuordnungsaufgaben ist hiervon nur dann erfasst, wenn diese als kapazitätserhöhende Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots von FZK eingesetzt werden (vgl. hierzu bereits Rz. 76, 88, 102). Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Angaben sowohl punktübergreifend für das gesamte Marktgebiet als auch punktscharf für die einzelnen Buchungspunkte vorzulegen. In diesem Zusammenhang ist klarzustellen, dass die punktscharfe Information mindestens die an einem Punkt insgesamt anzubietende FZK zu umfassen hat. Bei der Information, in welchem Umfang netzbasierte FZK und maßnahmenbasierte FZK angeboten werden sollen, können die Fernleitungsnetzbetreiber auch eine punktübergreifende, engpassbezogene Darstellung wählen. Die Information hat den Angebotszeitraum der bevorstehenden Jahresauktion zu umfassen. Diese Pflicht zur Berichterstattung dient der Überwachung und Sicherstellung, dass die angebotene Kapazität den Marktanforderungen entspricht und effizient genutzt wird.
- 127 BDEW hat im Rahmen der zweiten Konsultation vorgeschlagen, dass die Veröffentlichungspflichten für das ausreichende Maß an die Veröffentlichung der Kapazität aus dem Auktionskalender von ENTSOG ausgerichtet werden sollten. Die Beschlusskammer hat diesen Vorschlag nicht aufgegriffen, da die Meldung des Umfangs an FZK, der in der bevorstehenden Jahresauktion auf Basis der bestehenden Netzinfrastruktur angeboten wird, sowie die Meldung zu der FZK, die

durch kapazitätserhöhende Maßnahmen abgesichert werden, ausschließlich gegenüber der Beschlusskammer zu erfolgen hat und sich damit keine für die Öffentlichkeit ergebende Notwendigkeit zur Synchronisation dieser Termine ergibt.

- 128 Da es sich bei der FZK um das gleiche Produkt handelt und kein kommerzieller Unterschied zwischen FZK besteht, die auf Basis der bestehenden Netzinfrastruktur angeboten wird und FZK, die durch kapazitätserhöhende Maßnahmen abgesichert wird, ist nach Ansicht der Beschlusskammer eine Veröffentlichung dieser Information nicht nur nicht hilfreich für Marktteilnehmer, sondern mit dem Risiko verbunden, dass der Eindruck entstehen könnte, dass es sich hierbei um unterschiedliche FZK-Produkte handeln könnte. Dies ist jedoch nicht der Fall.
- 129 Unter Tenorziffer 6 lit. b) regelt die Beschlusskammer die Darlegungspflichten im Falle von Abweichungen des vom zuletzt im Verfahren des Netzentwicklungsplans ermittelten ausreichenden Maßes. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind dazu verpflichtet, Abweichungen des ausreichenden Maßes an FZK vom zuletzt im Verfahren der Netzentwicklungsplanung ermittelten marktgebietsweiten langfristigen Kapazitätsbedarf der Beschlusskammer anzuzeigen. Sie müssen den Umfang, die Dauer der Abweichungen und die Gründe dafür darlegen sowie deren Auswirkungen auf das Angebot von durch kapazitätserhöhende Maßnahmen abgesicherte FZK sowohl punktübergreifend für das gesamte Marktgebiet als auch punktscharf für die einzelnen Buchungspunkte offenlegen und dabei sicherzustellen, dass Dritte in angemessener Weise über die Veränderungen informiert werden. Mit dieser Darlegungspflicht gewährleistet die Beschlusskammer, dass die Beschlusskammer stets über relevante Änderungen in der Kapazitätsplanung und -nutzung informiert ist und ermöglicht es ihr, zeitnah auf Veränderungen im Markt zu reagieren. Außerdem werden die Interessen Dritter durch die Darlegungspflicht relevanter Information über Veränderungen gewahrt und die Transparenz über das ausreichende Maß auch zwischen der turnusmäßigen Netzentwicklungsplanung gewährleistet.
- 130 Sofern die Fernleitungsnetzbetreiber nach Inkrafttreten dieser Festlegung die Engpasszonen für den Einsatz von MBI anpassen, werden sie mit lit. c) der Tenorziffer 6 dazu verpflichtet, diese Anpassung gegenüber der Beschlusskammer anzuzeigen und zu begründen. Bevor die Engpasszonen angepasst werden, haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Anpassungen sowie daraus resultierend auch die Orderbücher für das Spread-Produkt vorab zu veröffentlichen. Weiterhin verpflichtet Tenorziffer 6 lit. c) die Fernleitungsnetzbetreiber dazu, die Veröffentlichung mit einem ausreichenden Vorlauf durchzuführen, um eine ausreichende Marktvorbereitung zu ermöglichen. Dies trägt zur Transparenz und Planungssicherheit bei und ermöglicht es Marktteilnehmern, sich auf veränderte Bedingungen einzustellen. Die Fernleitungsnetzbetreiber /THE haben im Rahmen der 2. Konsultation darauf hingewiesen, dass nicht ausreichend klar beschrieben sei, dass unter „die Anpassung der Engpasszonen“ auch eine geänderte Anzahl von Engpasszonen zu verstehen

sein könne. Die Beschlusskammer hatte zwar eine solche Änderung auch in der Anzahl von Engpasszonen unter dem Tenorentwurf der 2. Konsultation stets verstanden, greift aber zur weiteren Klarstellung den Hinweis der Fernleitungsnetzbetreiber /THE auf. Mit Anpassung des Satz 2 der Tenorziffer 6 lit. c) ergibt sich dieses Verständnis nun mit der Formulierung „Dabei sind die geplanten Anpassungen der Engpasszonen, bei denen es sich auch um eine Änderung der Anzahl von Engpasszonen handeln kann, zu begründen.“ aufgrund des ergänzten Einschubs “ in aller Klarheit.

- 131 Mit lit. d) der Tenorziffer 6 greift die Beschlusskammer einen Hinweis des BDEW aus der zweiten Konsultation auf. Aus Sicht der Beschlusskammer hat der BDEW richtigerweise den Wunsch geäußert, dass eine Beschreibung des definierten MBI-Instrumentenkastens hilfreich sei. Explizit wurde Bezug auf die Prozessbeschreibung genommen, die im Rahmen des KAP+-Verfahrens als Anlage der Entscheidung beigelegt war. Die Beschlusskammer hält eine solche Prozessbeschreibung ebenfalls für sinnvoll und verpflichtet mit der im Vergleich zur 2. Konsultation neu aufgenommenen Tenorziffer 6 lit. d) die Fernleitungsnetzbetreiber dazu, zum 01. Oktober 2024 und damit spätestens bis zur Geltung dieser Festlegung, eine umfassende Prozessbeschreibung der unter Tenorziffer 3 lit. b) genannten MBI sowie des unter Tenorziffer 3 lit. c) genannten Kapazitätsrückkaufs zu veröffentlichen. Zudem hat die Beschlusskammer aufgegeben, dass die im Rahmen der Prozessbeschreibung von „KAP+“ erstellte Darstellung der Produkteigenschaften beibehalten werden soll und dass die Abläufe ihrer Beschaffung beschrieben werden. Mit Tenorziffer 6 lit. d) wird die Transparenz zu den MBI erhöht und sichergestellt, dass für die Beschaffung einheitliche Prozesse beschrieben werden.
- 132 Unter Tenorziffer 6 lit. e) findet sich nun, aufgrund der zuvor beschriebenen neu aufgegriffenen Tenorziffer 6 lit. d), die im Rahmen der 2. Konsultation noch als Tenorziffer 6 lit d) geregelte Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber, der Beschlusskammer einen gemeinsamen Bericht vorzulegen, in dem der Einsatz der MBI nach Tenorziffer 3 lit. b) bzw. des Kapazitätsrückkaufs im zurückliegenden abgelaufenen Gaswirtschaftsjahr ausgewertet wird. Entgegen des noch im Rahmen der 2. Konsultation gewählten Termins zum 01. Dezember eines jeden Kalenderjahres hat die Beschlusskammer den Hinweis der Fernleitungsnetzbetreiber/THE aufgegriffen und die Frist auf den 15. Dezember eines jeden Kalenderjahres verlängert (2. Konsultation). Damit greift die Beschlusskammer die von den Fernleitungsnetzbetreibern/THE vorgetragenen Bedenken einer zu knapp bemessenen Frist auf (2. Konsultation).
- 133 Dieser Bericht muss auch öffentlich zugänglich gemacht werden, wobei die Fernleitungsnetzbetreiber/THE klarstellend angegeben haben, dass die Frist zur Übersendung an die Beschlusskammer nicht gleichzeitig auch der Frist für die Veröffentlichung entspricht (2. Konsultation). Dies entspricht auch dem Verständnis der Beschlusskammer, wobei das nicht entgegen der Erwartung

der Beschlusskammer steht, dass eine Veröffentlichung des an die Beschlusskammer versendeten Berichts angemessen zeitnah erfolgen sollte. Der Bericht soll detaillierte Informationen enthalten, ob und in welchem Umfang FZK durch den Einsatz von MBI abgesichert werden musste. Außerdem ist anzugeben, ob und in welchem Umfang FZK nicht abgesichert werden konnte und nicht zuletzt auch, ob und in welchem Umfang ein Kapazitätsrückkauf oder eine Kürzung fester Kapazität erforderlich geworden ist. Erstmalig ist der Bericht zum 15. Dezember 2025 vorzulegen. Dies entspricht einem Bericht über das erste vollständige Gaswirtschaftsjahr, nachdem die Regelungen dieser Festlegung in Kraft getreten sind. Dieser Bericht fördert die Transparenz, erhöht die Rechenschaftspflicht der Fernleitungsnetzbetreiber und ermöglicht eine objektive Bewertung der Effektivität der eingesetzten Instrumente.

- 134 Die erstmalige Vorlage zum 15. Dezember 2025 bedeutet aus Sicht der Beschlusskammer im Übrigen nicht, dass für das Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 kein Bericht vorgelegt werden muss. Hier gilt für das letzte Gaswirtschaftsjahr im Geltungsbereich von KAP+, dass ein Bericht für das Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 nach Tenorziffer 3 lit. b) des KAP+-Beschlusses zum 01.12.2024 vorgelegt werden muss.
- 135 Im Rahmen der zweiten Konsultation gingen mehrere Forderungen ein, dass der durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu erstellende Bericht gleichermaßen alle kapazitätserhöhenden Maßnahmen umfassen sollte (2. Konsultation: EFET, Uniper, EnBW, BDEW). Die Beschlusskammer hat diese Forderung nicht aufgegriffen, da sie die zwingende Berichterstellung nur für die bislang nicht zum Einsatz gekommenen Instrumente (MBI und Kapazitätsrückkauf) für notwendig erachtet. Aufgrund der unter Tenorziffer 6 lit. a) vorgesehenen Informationspflicht erhält die Beschlusskammer die Informationen über den Umfang der FZK, die durch kapazitätserhöhende Maßnahmen abgesichert wird, sowie darüber, welche Instrumente gemäß Tenorziffer 3 lit. a) oder Tenorziffer 3 lit. b) zur Anwendung gekommen sind. Nach der Festlegung BK9-14-606 „KOLA“ sind zudem die Ausschreibenden von Lastflusszusagen verpflichtet, bis zum 15. August eines jeden Kalenderjahres eine anonymisierte Liste der in der vorhergehenden jährlichen Ausschreibung erfolgreichen Angebote zu veröffentlichen. Die Zuordnungsaufgaben von Produkten werden bereits mit dem Prozess zur Netzentwicklungsplanung transparent gemacht und im Rahmen der allgemeinen Transparenzpflichten über das Kapazitätsangebot veröffentlicht. Eine Erweiterung von Tenorziffer 6 lit. e) auf alle kapazitätserhöhenden Maßnahmen führte daher zu einer doppelten Transparenzverpflichtung, von der die Beschlusskammer absieht.
- 136 Die Monitoring-, Darlegungs- und Informationspflichten der Tenorziffer 6 sind essentiell, um einen transparenten, effizienten und sicheren Betrieb des Gasnetzes zu gewährleisten. Sie ermöglichen es der Beschlusskammer, die Einhaltung der Netzstandards zu überwachen und bei Bedarf rechtzeitig einzugreifen und nachzusteuern.

3.3.2.6 Tenorziffer 7

- 137 Mit Tenorziffer 7 wird geregelt, dass die Vorgaben dieser Festlegung mit Wirkung ab dem 01. Oktober 2024 (06:00 Uhr) gelten. Sie finden damit Anwendung auf das Angebot und die Absicherung von FZK mit einer Laufzeit ab dem 01. Oktober 2024, die ab der Jahresauktion 2024 angeboten werden.
- 138 Mit dieser Vorgabe wird ein nahtloser Übergang nach Auslaufen des KAP+-Systems zum 01.10.2024 sichergestellt. Bereits das Angebot an FZK in der Jahresauktion 2024 mit Laufzeit ab dem 01.10.2024 hat nach Maßgabe der Vorgaben dieser Festlegung zu erfolgen.

3.4. **Vorbehalt einer Kostenentscheidung**

- 139 Hinsichtlich der Kosten (Gebühren und Auslagen) ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsmittelbelehrung

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

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Anne Zeidler

Vorsitzende

Dr. Werner Schaller

Beisitzer

Claudia Aubel

Beisitzerin