



**Beschlusskammer 9**

BK9-18/002

**BESCHLUSS**

In dem Verwaltungsverfahren nach

§ 29 Abs. 1 i.V.m. § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 25 Abs. 1, Art. 28 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459

hinsichtlich der Genehmigung eines Projektvorschlags für ein Projekt für neu zu schaffende Gastransportkapazität bezüglich Einspeisepunkten aus dem Drittland Russische Föderation in das Marktgebiet GASPOOL

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

durch

den Vorsitzenden	Helmut Fuß,
die Beisitzerin	Anne Zeidler und
die Beisitzerin	Dr. Ulrike Schimmel

gegenüber der Fluxys Deutschland GmbH, Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 1 -

gegenüber der Gasunie Deutschland Transportservices GmbH, Pasteurallee 1,  
30655 Hannover, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 2 -

gegenüber der Gascade Gastransport GmbH, Kölnische Str. 108-112, 34119 Kassel, gesetzlich  
vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 3 -

gegenüber der NEL Gastransport GmbH, Kölnische Str. 108-112, 34119 Kassel, gesetzlich  
vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 4 -

gegenüber der ONTRAS Gastransport GmbH, Maximilianallee 4, 04129 Leipzig, gesetzlich  
vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin zu 5 -

am 17.04.2019 beschlossen:

1. Der Antrag auf Genehmigung des Projektvorschlags (Anlage 1 dieses Beschlusses) für ein Projekt für neu zu schaffende Gastransportkapazität bezogen auf Einspeisepunkte aus dem Drittland Russische Föderation in das Marktgebiet GASPOOL, genannt Greifswald und Lubmin II, wird abgelehnt.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## Gründe

### I.

Das Verfahren betrifft die Entscheidung über einen Projektvorschlag für neu zu schaffende Gastransportkapazität im Sinne des Art. 3 Abs. 11 der Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013. Der Projektvorschlag (Anlage 1 dieses Beschlusses) bezieht sich auf Einspeisepunkte aus dem Drittland Russische Föderation in das Marktgebiet GASPOOL.

Das deutsche Marktgebiet GASPOOL verfügt mit „Greifswald“ und „Lubmin II“ über Einspeisepunkte, an denen Erdgas aus der Russischen Föderation mittels der Hochdruckleitungssysteme Nord Stream und der im Bau befindlichen Nord Stream 2 übergeben wird beziehungsweise zukünftig übergeben werden soll. Einspeisekapazitäten werden von der Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, der OPAL Transport GmbH sowie den fünf Antragsstellerinnen – jeweils eigenständig - vermarktet.

#### *(1) Unverbindliche Marktnachfrage*

Vom 06.04.2017 bis 01.06.2017 gab die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber e.V. (im Weiteren: FNB-Gas) namens der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (im Weiteren: FNB) allen Netznutzern die Gelegenheit, unverbindliche Kapazitätsnachfragen bezogen auf Kopplungspunkte an deutschen Marktgebietsgrenzen einzureichen. Auf diesem Weg sollte analysiert werden, ob die von Netznutzern für eine Marktgebietsgrenze angezeigten Kapazitätsbedarfe durch die bestehende Fernleitungsnetzinfrastruktur darstellbar sind oder ob hierzu die Schaffung zusätzlicher Gastransportkapazität erforderlich ist.

Bezogen auf die hier relevanten Einspeisepunkte „Greifswald“ und „Lubmin II“ ging eine unverbindliche Nachfrage in Höhe von 13.191.273 kWh/h (im Weiteren wird dieser Wert mit 13,2 GW angegeben) ein. Als gewünschtes Kapazitätsprodukt wurde feste, bedingt zuordenbare Kapazität (BZK) mit Zuordnungsaufgaben zum Marktgebiet NetConnect Germany (im Weiteren: NCG) beziehungsweise in die Niederlande (Marktgebiet TTF) spezifiziert.

Einspeisekapazität	Gaswirtschafts-jahr	Betrag in kWh/h	Kapazitätsprodukt	Zuordnungsaufgabe
In das Marktgebiet GASPOOL aus der Russischen Föderation mittels der Leitungssysteme Nord Stream und Nord Stream 2	2025/2026 - 2039/2040	13.191.273	Bedingt zuordenbare Kapazität	Marktgebiet NetConnect Germany und/oder Niederlande (Marktgebiet TTF)

**Tabelle 1: Marktnachfragen Einspeisepunkte GASPOOL aus Russischer Föderation**

Die unverbindliche Nachfrage war mit dem Hinweis versehen, dass die angefragten Kapazitäten am Einspeisepunkt des NEL-Leitungssystems (GASPOOL) in Höhe von 13.191.273 kWh/h sowohl über die bestehenden NEL-Kapazitäten als auch über die geplanten Kapazitäten des „more capacity“-Projekts, einem im Jahr 2015 gestarteten Prozess zur bedarfsgerechten Entwicklung der Gasfernleitungsinfrastruktur, hinausgehen solle.

Vgl. <https://www.more-capacity.eu/unser-vorhaben/>

Link mit Stand vom 24.01.2019

Gemeinsam mit der vorstehenden Nachfrage wurden zusätzliche Kapazitäten an folgenden zwei Marktgebietsgrenzen angefragt. Diese nachgefragten Kapazitäten sollten, wie anhand der Zuordnungsaufgaben deutlich wird, dem Weitertransport der Gaseinspeisungen an den Einspeisepunkten, auf die sich der Projektvorschlag bezieht, dienen.

Ausspeisekapazität	Einspeisekapazität	Gaswirtschaftsjahr	Betrag in kWh/h	Kapazitätsprodukt	Zuordnungsaufgabe
GASPOOL	NetConnect Germany	2019/2020 - 2023/2024	200.000	GASPOOL-Ausspeisekapazität: Bedingt zuordenbare Kapazität	Greifswald / Lubmin II
		2025/2026 - 2039/2040	7.793.333	NetConnect Germany-Einspeisekapazität: Feste, frei zuordenbare Kapazität	(ohne)
GASPOOL	TTF	2025/2026 - 2025/2026	2.638.255	GASPOOL-Ausspeisekapazität: Bedingt zuordenbare Kapazität	Greifswald / Lubmin II
				TTF-Einspeisekapazität: Feste, frei zuordenbare Kapazität	(ohne)
		2026/2027 - 2029/2030	5.276.509	GASPOOL-Ausspeisekapazität: Bedingt zuordenbare Kapazität	Greifswald / Lubmin II
				TTF-Einspeisekapazität: Feste, frei zuordenbare Kapazität	(ohne)
		2030/2031 - 2039/2040	11.872.146	GASPOOL-Ausspeisekapazität: Bedingt zuordenbare Kapazität	Greifswald / Lubmin II
				TTF-Einspeisekapazität: Feste, frei zuordenbare Kapazität	(ohne)

**Tabelle 2: Weitere Marktnachfragen des Zyklus 2017/2019**

## *(2) Marktgebietszusammenlegung*

Am 07.07.2017 stimmte der Bundesrat der Bundesrepublik Deutschland einer Änderung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zu. Durch die neue Fassung des § 21 Abs. 1 S. 2 GasNZV wurden Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, spätestens zum 01.04.2022 die beiden deutschen Marktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany zusammenzulegen und so ein deutschlandweites, einheitliches Marktgebiet zu bilden. Die Kapazitätsnachfragen der Netznutzer waren aufgrund der zeitlichen Abfolge in Unkenntnis dieser Änderung eingereicht worden. Sie bezogen sich daher auch für die Zeit nach dem 01.04.2022 noch auf die beiden deutschen Marktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany.

## *(3) Analyse der Marktnachfragen*

Am 27.07.2017 veröffentlichten die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, darunter die Antragstellerinnen, Berichte über die Marktnachfrageanalysen.

<https://www.fnb-gas-capacity.de/marktnachfrageberichte/>

Link mit Stand vom 09.01.2019

Hinsichtlich der Marktgebietsgrenze GASPOOL zu NetConnect Germany folgerten die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber, dass unabhängig von den technischen Gegebenheiten schon wegen der bevorstehenden Marktgebietszusammenlegung kein Projekt einzuleiten sei. Die entsprechenden Kopplungspunkte würden spätestens am 01.04.2022 entfallen und es könnten keine auf diese Punkte bezogenen Ein-/Auspeiseverträge abgeschlossen werden.

[https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/2017\\_07\\_27\\_MDAR\\_GASPOOL-NCG\\_DE.pdf](https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/2017_07_27_MDAR_GASPOOL-NCG_DE.pdf)

Link mit Stand vom 17.01.2019

Hinsichtlich der Nachfrage für die hier unmittelbar relevanten Einspeisepunkte aus dem Drittland Russische Föderation wurde die Einleitung eines Projekts angekündigt. Zugleich stellten die Verfasser jedoch eine Beeinträchtigung der Nachfrage durch die Marktgebietszusammenlegung fest, die im weiteren Verfahren zu berücksichtigen sein werde.

[https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Marktnachfrageberichte\\_auf\\_Basis\\_unverbindlicher\\_Marktnachfragen/2017\\_07\\_27\\_MDAR\\_GASPOOL\\_RU\\_DE.pdf](https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Marktnachfrageberichte_auf_Basis_unverbindlicher_Marktnachfragen/2017_07_27_MDAR_GASPOOL_RU_DE.pdf)

Link mit Stand vom 17.01.2019

Hinsichtlich der weiteren Einzelheiten wird auf die entsprechenden Berichte Bezug genommen.

## *(4) Planungsphase und Konsultation*

Im Anschluss gingen die Antragstellerinnen zur Planungsphase über und führten technische Studien durch, um die technische Machbarkeit zu prüfen sowie einen der Marktnachfrage entsprechenden Netzausbau zu entwerfen.

Die Ergebnisse stellten Sie in einem Entwurf des Projektvorschlags bis zum 19.12.2017 zur Konsultation.

[https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Konsultation/2017-10-19\\_Konsultation\\_RF-Gaspool\\_final\\_DE.pdf](https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Konsultation/2017-10-19_Konsultation_RF-Gaspool_final_DE.pdf)

Link mit Stand vom 17.01.2019

Die Antragstellerinnen beschränkten sich im Rahmen der technischen Studie auf die Modellierung von Einspeisekapazitäten aus der Russischen Föderation mit Zuordnungsaufgabe in Richtung des Marktgebiets TTF. Soweit die Nachfrage sich auf Transporte in Richtung des Marktgebiets NetConnect Germany bezog, sei eine Berücksichtigung nicht möglich. Im Lichte der Zusammenlegung der Marktgebiete sei die Nachfrage nach Einspeisekapazitäten in Greifswald/Lubmin II zusammen mit der Nachfrage für Kapazität an der Marktgebietsgrenze GASPOOL zu NetConnect Germany zu interpretieren, und zwar als feste, frei zuordenbare Einspeisekapazität in das deutschlandweite Marktgebiet mit festem Zugang zum virtuellen Handelspunkt. Eine dementsprechende Modellierung sei jedoch ohne ein feststehendes Kapazitätsmodell für das neue Marktgebiet nicht möglich, effiziente Netzausbaumaßnahmen ließen sich nicht ermitteln. Außerdem sei eine solche Modellierung nicht Teil des Verfahrens nach der Verordnung (EU) 2017/459. Darüber hinaus wurde entgegen der ursprünglichen Kapazitätsnachfrage von 13,2 GW lediglich in Höhe von 11,9 GW modelliert.

Einspeisekapazität	Gaswirtschafts-jahr	Betrag in kWh/h	Kapazitätsprodukt	Zuordnungsaufgabe
In das deutsche Marktgebiet aus der Russischen Föderation mittels der Leitungssysteme Nord Stream und Nord Stream 2	2025/2026 - 2039/2040	11.872.146	Dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK)	Niederlande (Marktgebiet TTF)

**Tabelle 3: Aggregiertes Angebot neu zu schaffender Kapazität gemäß Projektentwurf**

In technischer Hinsicht wurde der Abtransport über die NEL-Route empfohlen, weil die Alternative unter Nutzung der EUGAL mit erheblich höherem Aufwand verbunden sei. Mit Blick auf die NEL-Route seien unter anderem die Erweiterung der Empfangsstation Lubmin II und die Errichtung einer Verdichterstation in der Nähe von Schwerin erforderlich. Die Kosten wurden mit circa 170 Millionen Euro beziffert.

Im Rahmen der Konsultation kritisierte die Gazprom export LLC (im Weiteren: GPE) den Projektentwurf.

[https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Konsultation/2017-12-19\\_-\\_GPE\\_to\\_FNB\\_-\\_Statement.pdf](https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Konsultation/2017-12-19_-_GPE_to_FNB_-_Statement.pdf)

Link mit Stand vom 17.01.2019

Sie betonte, dass ihrer Nachfrage im Zusammenhang mit der Marktgebietszusammenlegung tatsächlich nur durch einen festen Zugang in das gesamte neue Marktgebiet entsprochen würde. Der Entwurf des Projektvorschlags bleibe dahinter zurück und entspreche daher nicht ihrem Verständnis des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität. Darüber hinaus seien ihre Nachfragen (vgl. Tabellen 1 und 2) in einem einzigen Projekt mit einem gemeinsamen Wirtschaftlichkeitstest zusammenzufassen.

#### *(5) Weitere Diskussionen*

Die Antragstellerinnen blieben bei der Auffassung, dass sie die Nachfragen nur in dem eingeschränkten Umfang berücksichtigen können. In der Folge diskutierte sie mit der Bundesnetzagentur Möglichkeiten, der Nachfrage der GPE in höherem Maße Rechnung zu tragen. Sämtliche Optionen, so die Antragstellerinnen, setzten ein feststehendes Kapazitätsmodell des neuen Marktgebiets voraus. Dies zu erstellen gelang den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern jedoch bis zum Abschluss des hiesigen Verfahrens nicht. Weiterhin sprachen sich die Antragstellerinnen gegen eine Zusammenfassung der Nachfragen (Tabellen 1 und 2) in einem Projekt aus.

Die Bundesnetzagentur regte daraufhin zunächst einen direkten Austausch der Antragstellerinnen mit der GPE an und wandte sich schließlich im Juli 2018 selbst an diese, um über den aktuellen Stand des Projektes zu informieren. Dabei wurden zeitliche Verschiebungen und Anpassungen des Projektes thematisiert. Die GPE sprach sich in diesem Zusammenhang für eine Anpassung ihrer Nachfrage auf 5,4 GW Einspeisekapazität mit Zuordnungsaufgabe in Richtung des Marktgebiets TTF sowie weitere 7,8 GW Einspeisekapazität mit freier Zuordenbarkeit im zu bildenden deutschlandweiten Marktgebiet aus.

Einspeisekapazität	Gaswirtschaftsjahr	Betrag in kWh/h	Kapazitätsprodukt	Zuordnungsaufgabe
In das deutschlandweite Marktgebiet aus der Russischen Föderation mittels der Leitungssysteme Nord Stream und Nord Stream 2	2025/2026	7.800.000	Feste, frei zuordenbare Kapazität	(ohne)
	2039/2040	5.400.000	Bedingt zuordenbare Kapazität	Niederlande (Marktgebiet TTF)

**Tabelle 4: Option zur Anpassung der Nachfrage der GPE vor dem Hintergrund der Marktgebietszusammenlegung**

Die Antragstellerinnen sahen sich im August 2018 - unter Verweis auf das fehlende Kapazitätsmodell - zu einer entsprechenden Anpassung weiterhin nicht in der Lage und vertraten überdies die Auffassung, eine Nachfrage könne nach Abschluss der Nachfrageanalyse nicht mehr wesentlich geändert werden.

#### *(6) Endgültiger Projektantrag*

Mit Schreiben vom 20.12.2018, gleichentags eingegangen bei der Beschlusskammer, haben die Antragstellerinnen ihren Projektvorschlag mit ihren Anträgen auf Genehmigung vorgelegt. Gegenüber dem im Dezember 2017 konsultierten Entwurf enthält der vorgelegte Projektvorschlag einige Abweichungen. So sind die Kosten nunmehr auf den geringeren Betrag von ca. 151 Millionen Euro beziffert, weil eine im Entwurf noch vorgesehene Anbindungsleitung zwischen dem Einspeisepunkt Lubmin II des EUGAL-Leitungssystems und dem NEL-Leitungssystem unabhängig von dem Projekt realisiert wird. Das Konsultationsdokument vom 19.10.2017 zur vorgelegten technischen Studie enthielt noch Ausbaumaßnahmen, die zum Teil zur Deckung der im Szenariorahmen 2018 zugrunde gelegten Bedarfe für den NEP 2018-2028

dienten. Aufgrund der zeitlichen Überschneidung der technischen Studie und dem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2018-28 (vorgelegt durch die FNB am 01.04.2018), konnten die Antragstellerinnen die für das Verfahren nach Incremental relevanten Ausbaumaßnahmen nicht unmittelbar abgrenzen. Aus diesem Grund wurden die im Konsultationsdokument zur technischen Studie vorgelegten Maßnahmen noch mit einer Höhe von ca. 170 Mio. € Investitionskosten angegeben.

Außerdem versuchen die Antragstellerinnen, dem Wunsch einer Zusammenfassung aller Nachfragen in einem Projekt entgegenzukommen, indem im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsprüfung eine Verknüpfung des hier gegenständlichen Projektes und des Projektes betreffend die Marktgebietsgrenze GASPOOL zu TTF hergestellt werden soll.

Die Antragstellerinnen betonen in ihrem Projektvorschlag (dort Seite 6; Anlage 1 dieses Beschlusses), dass die ursprünglich angefragte Kapazität nicht dargestellt werden könne, zumindest aber die reduzierte Anfrage in der Jahresauktion 2019 angeboten werden solle. Gleichzeitig weisen sie darauf hin, dass es aktuell noch kein abgestimmtes Vorgehen gebe, wie im Falle der Umsetzung des gegenständlichen Projektvorschlags zukünftig dem unberücksichtigten Teil der Nachfrage entsprochen werden könne.

Der vorgelegte Projektvorschlag enthält insbesondere:

1. Eine nach Einspeisepunkt und Fernleitungsnetzbetreiber differenzierende Auflistung anzubietender Kapazitätsprodukte:

Bestandskapazität	Neu zu schaffende Kapazität
<b>Einspeisepunkte Greifswald</b>	
<b>NEL Gastransport GmbH</b> DZK (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)	DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
<b>Gasunie Deutschland Transportservices GmbH</b> FZK	DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
<b>Fluxys Deutschland GmbH</b> DZK (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)	DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
<b>Einspeisepunkte Lubmin II</b>	
<b>GASCADE Gastransport GmbH</b> DZK1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde) DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)	DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
<b>Gasunie Deutschland Transportservices GmbH</b> DZK1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde) DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)	DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
<b>Fluxys Deutschland GmbH</b> DZK1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde) DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)	DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
<b>ONTRAS Gastransport GmbH</b> DZK1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde) DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)	DZK (mit Zuordnung Zone Oude)

**Tabelle 5: Übersicht der nach dem Projektvorschlag anzubietenden Kapazitäten**

2. Eine jahres- und produktscharfe Darstellung der Angebotslevel (S. 26 der Anlage dieses Beschlusses);
3. Informationen und Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung, darunter ein Angebotslevel mit modifizierter Wirtschaftlichkeitsprüfung (S. 27 ff. der Anlage dieses Beschlusses).

Wegen Einzelheiten des Projektvorschlages, insbesondere zur Abwandlung der Wirtschaftlichkeitsprüfung, wird auf die Anlage 1 dieses Beschlusses Bezug genommen.

(7) Die Bundesnetzagentur hat die Landesregulierungsbehörden Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Hessen und Sachsen und das Bundeskartellamt am 11.03.2019 über das Verfahren informiert. Ihnen ist Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

Die Beschlusskammer hat auch den Antragstellerinnen mit Schreiben vom 19.03.2019 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Antragstellerinnen haben mit Schreiben vom 01.04.2019 Stellung genommen und sind dabei auf die Kritikpunkte der Bundesnetzagentur eingegangen. Die Antragstellerinnen sind jedoch nach wie vor der Auffassung, die Umsetzung ihres Projektvorschlages stelle einen guten Lösungskorridor in Anbetracht der Unwegsamkeiten, die durch die Novellierung der GasNZV entstanden sind, dar.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf die Anlage 1 dieses Beschlusses sowie den Inhalt der Akte Bezug genommen.

## II.

Der Antrag auf Genehmigung des Projektvorschlags war abzulehnen. Die materiellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen nicht vor.

### 1. Rechtsgrundlage

Die Entscheidung ergeht auf Grundlage der §§ 29 Abs. 1, 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, S. 2 EnWG i.V.m. Art. 6 Abs. 11 und Art. 7 Abs. 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 i.V.m. Art. 2 Abs. 1 S. 2, 25 Abs. 1, 28 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459.

Gemäß Art. 28 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459 haben die nationalen Regulierungsbehörden über zur Genehmigung vorgelegte Projektvorschläge für neu zu schaffende Kapazität zu entscheiden. Die Anwendung dieser Vorschrift auf Einspeisepunkte aus dem Drittstaat Russische Föderation beruht auf der Erstreckungsentscheidung der Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur vom 14.08.2015 (KARLA Gas 1.1, Az. BK7-15-001).

Nach § 56 EnWG wird die Bundesnetzagentur beim Vollzug der vorstehenden europäischen Verordnungen tätig und hat die Befugnisse, die ihr bei der Anwendung des Energiewirtschaftsgesetzes zustehen und wendet die Verfahrensvorschriften entsprechend an.

### 2. Formelle Genehmigungsvoraussetzungen und Verfahren

Die Entscheidung ist formell rechtmäßig. Sie ergeht auf formgerechten Antrag hin; der vorgelegte Projektvorschlag enthält alle nach Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 erforderlichen Informationen.

#### 2.1. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459, § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG die für die Genehmigungsentscheidung zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

#### 2.2. Anhörung

Den Antragstellerinnen ist gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 67 Abs. 1 EnWG vor dem Erlass der Entscheidung vom 19.03.2019 bis zum 01.04.2019 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

Von einer weiteren Konsultation Dritter gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 67 Abs. 2 EnWG hat die Beschlusskammer wegen des umfangreichen Austauschs im Vorfeld des Verfahrens abgesehen.

#### 2.3. Beteiligung weiterer Behörden

Die Bundesnetzagentur hat weitere Behörden in dem gesetzlich gebotenen Umfang beteiligt.

Gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i.V.m. 55 Abs. 1, 58 Abs. 1 S. 2 EnWG sind die Landesregulierungsbehörden Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Hessen und Sachsen, in deren Gebiet die Antragstellerinnen ihren Sitz haben, über die Einleitung und den Abschluss des Verfahrens informiert. Diesen Behörden sowie dem Bundeskartellamt ist Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

### **3. Materielle Genehmigungsvoraussetzungen**

Der Antrag war abzulehnen, weil die materiellen Genehmigungsvoraussetzungen nicht vorliegen. Die vorgelegten Angebotslevels sind nicht genehmigungsfähig (hierzu unter 3.1). Darüber hinaus stehen der Umsetzung des Projektvorschlags Belange entgegen, die von der Regulierungsbehörde bei der Entscheidung zu berücksichtigen waren (hierzu unter 3.2).

Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 haben die nationalen Regulierungsbehörden über zur Genehmigung vorgelegte Projektvorschläge zu entscheiden. Dabei sind die in Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 festgelegten Informationen des Projektvorschlags zu würdigen, zu denen insbesondere die sogenannten Angebotslevels gehören.

Darüber hinaus sind von der nationalen Regulierungsbehörde mit dem Projekt verbundene Auswirkungen zu berücksichtigen, vgl. Art. 28 Abs. 2 Unterabs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459.

#### **3.1. Kein hinreichendes Widerspiegeln der voraussichtlichen Nachfrage**

Die vorgelegten Angebotslevels sind nicht genehmigungsfähig. Nach Art. 28 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 haben die Angebotslevels die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität widerzuspiegeln, wie sie sich aus dem Verfahren nach Art. 26, 27 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/459 ergibt. Dies trifft auf die Angebotslevels der Einspeisepunkte Greifswald und Lubmin II nicht im erforderlichen Maße zu. Eine Umsetzung dieser Angebotslevels wäre mit Auswirkungen auf den bislang nicht berücksichtigten Teil der Nachfrage verbunden.

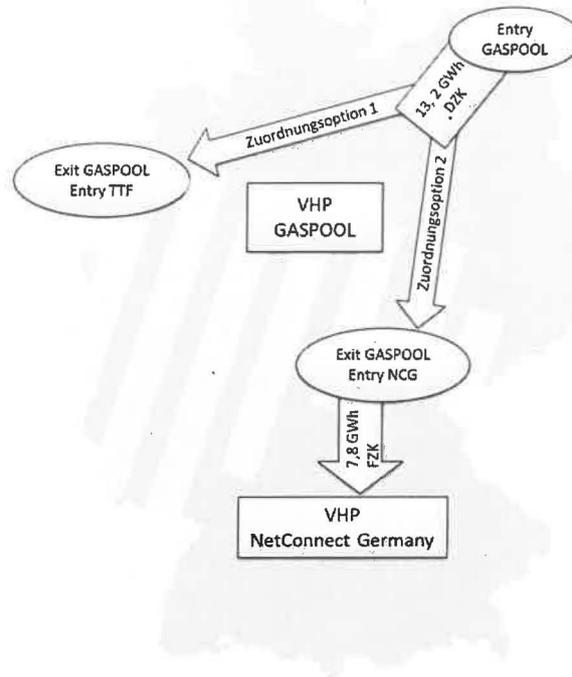
(1) Als Angebotslevel wird die Summe der verfügbaren Bestandskapazität sowie der einem bestimmten Bauvorhaben entsprechenden neu zu schaffenden Kapazität eines Einspeise- bzw. Kopplungspunktes bezeichnet (Art. 3 Nr. 5 der Verordnung (EU) 2017/459). Dieses Kapazitätsangebot wird Transportkunden als Alternative zu dem Angebot ausschließlich der verfügbaren Bestandskapazität unterbreitet (Art. 29 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459); es werden zeitgleiche Auktionen für sämtliche Alternativen durchgeführt. Um die Transportdienstleistungen im Umfang eines Angebotslevels erbringen zu können, müsste das Fernleitungsnetz zunächst durch die im Projektvorschlag spezifizierte Ausbaumaßnahme erweitert werden. Das Angebot des Angebotslevels wird Transportkunden folglich unterbreitet, noch bevor der erforderliche Ausbau begonnen worden ist. Ein Angebotslevel und damit die

Ausbaumaßnahme wird gemäß Art. 22 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/459 nur umgesetzt, wenn die Auktionsergebnisse des Angebotslevels zu einem positiven Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung führen, also der Nachweis der Wirtschaftlichkeit erbracht ist. Nur dann wird auch Kapazität den Auktionen des Angebotslevels entsprechend zugewiesen (Art. 8 Abs. 2 S. 2 und 4, Art. 17 Abs. 20 i.V.m. Art. 22 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459). Anderenfalls wird lediglich die verfügbare Bestandskapazität den Auktionsergebnissen entsprechend zugewiesen, während die Auktionen der bzw. des Angebotslevels keine weitere Relevanz haben und ein Netzausbau unterbleibt.

(2) Die hier maßgebliche, widerzuspiegelnde Nachfrage besteht nach Ansicht der Beschlusskammer nicht in der wortgetreuen Marktnachfrage aus dem Jahr 2017, sondern ist durch Auslegung im Lichte der Marktgebietszusammenlegung zu ermitteln.

Dies gilt trotz der Fristenregelungen in Art. 26 Abs. 6 und 7 der Verordnung (EU) 2017/459, wodurch die Möglichkeit nachträglicher Änderungen der Marktnachfrage eingeschränkt wird. Der „Zyklus 2017/2019“ für Verfahren für neu zu schaffende Kapazität wurde durch die Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber, die beiden deutschen Marktgebiete zusammenzulegen, beeinträchtigt. Dies geschah nach dem Abschluss der unverbindlichen Marktnachfrage gemäß Art. 26 der Verordnung (EU) 2017/459. Nachfragen verloren hierdurch teilweise ihren Bezugspunkt (Grenze GASPOOL zu NetConnect Germany); im Übrigen bezogen sie sich auf die gegenwärtigen Marktgebietsgrenzen, die zukünftig die Grenzen des einheitlichen Marktgebiets bilden werden. Mit anderen Worten: die Einspeisepunkte in das Marktgebiet GASPOOL aus dem Drittland Russische Föderation werden zu Einspeisepunkten in das einheitliche Marktgebiet.

Ungeachtet dieser Änderungen lässt sich der Transportwunsch der GPE durch Auslegung weiterhin konkret beziffern. Dies sollen die folgenden schematischen Darstellungen verdeutlichen. Grundlage ist dabei jeweils nur der ermöglichte feste Netzzugang, unterbrechbare Anteile der Kapazitätsprodukte bleiben unberücksichtigt. Die Kapazitätsbeträge sind die über die Bestandskapazität hinausgehenden Maximalwerte für ein beliebiges Gaswirtschaftsjahr von 2025/2026 bis 2039/2040.



**Abbildung 1: Ursprüngliche, auf die deutschen Marktgebiete bezogene Nachfragen**

**Abbildung 1** verdeutlicht die ursprüngliche Nachfrage der GPE in Höhe von 13,2 GW (vgl. **Tabelle 1**) in das Marktgebiet GASPOOL mit den Zuordnungsoptionen sowohl in das Marktgebiet NCG als auch in den niederländischen Markt. Die vorgelegten Angebotslevels erschöpfen sich jedoch in einer Projektierung jenes Teils der Nachfrage, der sich auf Ausspeisungen in das Marktgebiet TTF bezieht (vgl. **Tabelle 2** sowie folgende **Abbildung 2**).



**Abbildung 2: Fester Netzzugang gemäß Angebotslevels des Projektvorschlags**

Die Antragstellerinnen (Projektentwurf vom 19.10.2017, S. 5) und die GPE (Stellungnahme vom 19.12.2017) stimmen darin überein, wie die ursprünglichen Nachfragen unter Berücksichtigung der Marktgebietszusammenlegung zu interpretieren sind. Die Nachfrage nach fester, frei zuordenbarer Einspeisekapazität in das Marktgebiet NetConnect Germany in Höhe von 7.793.333 kWh/h/a zusammen mit den Nachfragen bezogen auf das Marktgebiet GASPOOL seien nunmehr als feste, frei zuordenbare Einspeisekapazität in das zu bildende, deutschlandweite Marktgebiet zu verstehen (folgende **Abbildung 3**). Diese FZK-Einspeisekapazitäten ließen sich flexibel auch für Ausspeisungen in das Marktgebiet TTF nutzen.



**Abbildung 3: Auslegung der Nachfrage der GPE unter Berücksichtigung der Marktgebietszusammenlegung**

Die Beschlusskammer ist deshalb geneigt, den Transportwunsch gemäß **Abbildung 3** als voraussichtliche Nachfrage im Sinne des Art. 28 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017/459 anzusehen.

(3) Diese Nachfrage wird durch die Angebotslevels in erheblichem Umfang nicht widerspiegelt. Dies gilt auch unter Berücksichtigung des unterbrechbaren Zugangs zum virtuellen Handelspunkt, den die hier vorgesehenen dynamisch zuordenbaren Einspeisekapazitäten (DZK) im Gegensatz zu den angefragten bedingt zuordenbaren Einspeisekapazitäten (BZK) gestatten würden. Die GPE hat im Rahmen der Konsultation der Planungsphase betont, dass nur ein fester Zugang ihrem Transportwunsch entspreche. Darüber hinaus lassen sich derzeit - mangels historischer Daten des neuen Marktgebiets - keine Aussagen über die Wahrscheinlichkeit von Unterbrechungen treffen, sollte dynamisch zuordenbare Einspeisekapazität außerhalb der Zuordnungsaufgaben genutzt werden.

(4) Die Beschlusskammer sieht sich unter Berücksichtigung dieser voraussichtlichen Marktnachfrage an einer Genehmigung der vorgelegten Angebotslevels gehindert. Sie erkennt in Art. 28 Abs. 1 lit. a, Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 einen regulierungsbehördlichen Beurteilungsauftrag. Danach sind bei der Entscheidung über die Genehmigung von Angebotslevels - insbesondere wenn sie die voraussichtliche Marktnachfrage zu einem erheblichen Teil nicht abdecken - die Auswirkungen auf den Netzzugang in den Blick zu nehmen.

Gegen eine Genehmigung spricht hier, dass eine spätere Umsetzung des unberücksichtigten Teils der Nachfrage erschwert werden oder ausgeschlossen sein könnte. Die Umsetzung könnte also den bislang nicht berücksichtigten Teil der Nachfrage beeinträchtigen.

Damit werden die Bemühungen der Antragstellerinnen nicht in Abrede gestellt, der maßgeblichen, voraussichtlichen Nachfrage bestmöglich zu entsprechen. Die Antragstellerinnen haben glaubhaft gemacht, dass eine Projektierung der gesamten Nachfrage aufgrund erforderlicher Netzberechnungen nicht rechtzeitig möglich gewesen ist.

Ungewissheit besteht konkret hinsichtlich einer qualitativen Aufwertung bereits zugewiesener Kapazität. Im Falle der Umsetzung des vorgelegten Projektvorschlags sind die technischen Transportgrenzen der Leitungssysteme Nord Stream und Nord Stream 2 nahezu ausgereizt. In diesem Fall müsste - um die Nachfrage nach 7,8 GWh/h/a fester, frei zuordenbarer Einspeisekapazität nachträglich befriedigen zu können - bereits kontrahierte, bedingt feste Einspeisekapazität ersetzt werden. Es handelte sich also nicht um ein „Qualitätsupgrade“ nach § 13 Abs. 2 GasNZV, bei dem kontrahierte Kapazitätsprodukte mit unterbrechbarem Anteil umgewandelt werden in bereits bestehende und darüber hinaus verfügbare Kapazitätsprodukte mit geringerem unterbrechbarem Anteil.

Der Beschlusskammer liegen zum Zeitpunkt der Entscheidung keine konkreten Umsetzungsentwürfe für ein entsprechendes Kapazitätszuweisungsverfahren vor. Es müsste jedoch sichergestellt werden, dass das Angebot und die Zuweisung dieser festen, frei zuordenbaren Einspeisekapazitäten mit der verbindlichen Zuweisungsmethodik der Verordnung (EU) 2017/459 vereinbar ist und auf nichtdiskriminierende Weise erfolgt. Die Antragstellerinnen waren im Rahmen von Besprechungen des Projektvorschlags noch nicht in der Lage, Konzepte für ein entsprechendes Verfahren oder ein abgestimmtes Vorgehen vorzutragen. Vielmehr klingt nach dem Verständnis der Beschlusskammer im Projektvorschlag (S. 6) die noch ungelöste Problematik an: Dort wird ausgeführt, dass der Ausgang des Projekts zukünftige Zyklen für neu zu schaffende Kapazität beeinflussen könne.

Nach Ansicht der Beschlusskammer kann trotz der im Projektvorschlag enthaltenen Hinweise (S. 6) letztlich nicht ausgeschlossen werden, dass Netznutzer eine Buchung der hier projektierten Kapazitäten in der Erwartung vornehmen werden, dass eine spätere Berücksichtigung der gesamten Nachfrage hierdurch nicht beeinträchtigt wird. So erwähnt das vom Verband „European Network of Transmission System Operators for Gas“ (ENTSOG)

bereitgestellte Formular für unverbindliche Nachfragen die Option (dort S. 3), die Beseitigung existierender Restriktionen zu erfragen. Dieser Hinweis könnte von Netznutzern als Möglichkeit eines „Qualitätsupgrades“ verstanden werden.

[https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/CAM%20Network%20Code/2017/CAP0693-16\\_DI%20Template%20for%20Incremental%20capacity.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/CAM%20Network%20Code/2017/CAP0693-16_DI%20Template%20for%20Incremental%20capacity.pdf)

Link mit Stand vom 11.02.2019

### **3.2. Berücksichtigungsgebote**

Die Beschlusskammer sah sich an einer Genehmigung auch aufgrund zu berücksichtigender Belange gehindert. Der Projektvorschlag gewährleistet keinen effizienten Netzausbau und ist gegenüber einer Berücksichtigung der gesamten Nachfrage möglicherweise mit nachteiligen Auswirkungen für den Gasbinnenmarkt verbunden.

(1) Gemäß Art. 28 Abs. 2 Unterabs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 hat die Regulierungsbehörde bei ihrer Entscheidung „in jedem Fall die Auswirkungen auf den Wettbewerb und das wirksame Funktionieren des Gasbinnenmarktes“ zu berücksichtigen. Von dem hiermit verbundenen Beurteilungs- bzw. Gestaltungsspielraum hat die Beschlusskammer pflichtgemäß Gebrauch gemacht. Die soeben genannten Belange sind nach Ansicht der Beschlusskammer jedoch nicht abschließend. Vielmehr waren gemäß Art. 40 lit. d) der Richtlinie 2009/73/EG sowie § 1 Abs. 1 EnWG auch der preisgünstige, effiziente Netzbetrieb und -ausbau als übergeordnete Ziele und Zwecke der Regulierung in den Blick zu nehmen.

Dies gilt nicht zuletzt wegen des Umfangs, in dem dynamisch zuordenbare Einspeisekapazität (DZK) angeboten werden soll. Denn gemäß § 20 Abs. 1b S. 10 EnWG sind die Rechte an gebuchten Kapazitäten regelmäßig so auszugestalten, dass sie den Transportkunden berechtigen, Gas an jedem Einspeisepunkt für die Ausspeisung an jedem Ausspeisepunkt ihres Netzes bereitzustellen (transportpfadunabhängiger Netzzugang im entry-exit System; freie Zuordenbarkeit). Unbeschadet des Angebots bedingt fester Kapazitätsprodukte auf Grundlage bereits bestehender Gasinfrastruktur kommt ein Angebot von neu zu schaffender Kapazität mit Zuordnungsaufgaben nach Ansicht der Beschlusskammer in Betracht, soweit Grenzen der technischen Machbarkeit (vgl. Art. 27 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459) oder wirtschaftlichen Zumutbarkeit (§ 20 Abs. 1b S. 5 EnWG) erreicht sind beziehungsweise eine Beschränkung des transportpfadunabhängigen Zugangs auf fester Basis mit den Zielen und Zwecken der Regulierung zu vereinbaren ist.

(2) Gemessen hieran sprechen nach Ansicht der Beschlusskammer die überwiegenden Gründe gegen eine Genehmigung.

(a) Der Projektvorschlag gewährleistet keinen effizienten Netzausbau.

Die Beschlusskammer sieht in dem vorgelegten Projektvorschlag ein grundsätzlich ergänzungsbedürftiges Vorhaben. Die GPE hat auf die Bedeutung des festen Zugangs zum

virtuellen Handlungspunkt nachdrücklich hingewiesen. In einer Buchung der dynamisch zuordenbaren Einspeisekapazitäten würde die Beschlusskammer daher keine Abkehr vom bisherigen Transportwunsch erkennen, zumal dem Markt keine anderen Buchungsmöglichkeiten geboten werden.

Derzeit liegen keine Erkenntnisse vor, die eine fehlende technische Machbarkeit hinsichtlich des nicht berücksichtigten Teils der Nachfrage nahelegen. Auch insoweit kann deshalb keine Endgültigkeit des projektierten Vorhabens unterstellt werden. Die Antragstellerinnen waren aufgrund des ausstehenden Kapazitätsmodells für ein einheitliches, deutschlandweites Marktgebiet zu einer Bewertung bislang nicht in der Lage und haben noch keine abschließenden Studien durchgeführt. Die bisherigen Erwägungen (vgl. S. 6 des Projektvorschlags) legen einen solchen Schluss ebenfalls nicht nahe. Schließlich hat die Antragstellerin zu 1 bereits feste, frei zuordenbare Kapazitäten an einem der relevanten Einspeisepunkte (vgl. **Tabelle 5**) für einen Zeitraum nach der Marktgebietszusammenlegung angeboten.

<https://platform.prisma-capacity.eu/#/reporting/auction/details/20546654?reverse=false>  
<https://platform.prisma-capacity.eu/#/reporting/auction/details/20546727?reverse=false>

Links mit Stand vom: 20.02.2019

Mit einer Umsetzung des Projekts ist das Risiko verbunden, dass Teile der nun projektierten Maßnahmen sich nachträglich als nicht erforderlich erweisen. Mit anderen Worten: das Angebot fester, frei zuordenbarer Einspeisekapazität in das deutschlandweite Marktgebiet könnte nicht nur zusätzliche Ausbauten, sondern auch Ausbauten anstelle der hier vorgesehenen Maßnahmen verlangen. Hieraus können sich Ineffizienzen ergeben, die nach dem Verständnis der Beschlusskammer auch von den Antragstellerinnen eingeräumt werden: Auf Seite 6 ihres Projektvorschlags erklären sie, dass - sollte die Flexibilität zwischen TTF und dem gemeinsamen deutschen Marktgebiet das langfristige Ziel des Transportkunden sein - das vorgeschlagene Projekt zukünftige „Incremental Capacity Zyklen“ beeinflussen könne. Eine Modellierung der gesamten Anfrage sei nämlich erst im Verfahrenszyklus 2019-2021 möglich und könne dazu führen, dass sich „andere Lösungsräume“ böten.

Zwar mag nie gänzlich auszuschließen sein, dass Ausbauvorhaben in der Rückschau Ineffizienzen aufzeigen. Hier jedoch wäre eine mögliche Ineffizienz noch vor der Investitionsentscheidung und in Kenntnis des gesamten Transportwunsches angelegt.

Diesem Umstand wird auch durch die Wirtschaftlichkeitsprüfung nicht abschließend Rechnung getragen. Die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 der Verordnung (EU) 2017/459 stellt lediglich die ökonomische Tragfähigkeit eines Projektes sicher (vgl. auch Erwägungsgrund 1), indem die mit den neu geschaffenen Kapazitäten erzielten Erlöse in Relation zur Erhöhung der zulässigen (Ziel-) Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber gesetzt werden.

Während damit zwar in erster Linie sichergestellt wird, dass der Transportkunde diese zusätzlichen Kosten zu tragen hätte, kann andererseits nicht ausgeschlossen werden, dass sich

ein ineffizienter Netzausbau letztlich insgesamt nachteilig auf die Zielsetzung einer preisgünstigen Versorgung der Letztverbraucher auswirkt.

(b) Schließlich lassen sich bei einer Umsetzung des Projektvorschlags auch nachteilige Auswirkungen auf den Gasbinnenmarkt nicht ausschließen.

Sollten Transportkunden aus den vorgenannten Gründen schließlich auf eine Umsetzung ihres ursprünglichen Transportwunsches verzichten, so wäre dies mit Nachteilen für die Liquidität des Gasmarktes im deutschen Marktgebiet verbunden. Während feste, frei zuordenbare Einspeisekapazitäten die Liquidität im deutschen Marktgebiet wie auch in angrenzenden Marktgebieten erhöhen können, gilt dies für dynamisch zuordenbare Einspeisekapazitäten nur in einem reduzierterem Umfang.

(c) Die Beschlusskammer sieht diese Nachteile nicht angemessen aufgewogen. Die Vorteile einer Genehmigung erschöpfen sich darin, dass Transportkapazitäten mit Zuordnungsaufgabe in Richtung des Marktgebiets TTF möglicherweise früher verfügbar werden. Gemessen am Zeitraum, auf den sich die unverbindliche Marktnachfrage bezieht (zwanzig Jahre), erscheinen diese Vorteile jedoch marginal.

#### **4. Nebenentscheidungen (Tenor zu 2.)**

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

## Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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

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

Bonn, den 17.04.2019

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzerin

Helmut Fuhs

Anne Zeidler

Dr. Ulrike Schimmel



gasunie



**Projektantrag an die Bundesnetzagentur zur  
Genehmigung  
zum im Jahr 2017 eingeleiteten Verfahren  
für neu zu schaffende Kapazitäten  
an der Grenze zwischen der Russischen  
Föderation und GASPOOL**

**20.12.2018**



Dieser Projektvorschlag wurde im Rahmen des eingeleiteten Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten durch die folgenden Unternehmen erstellt:

**FLUXYS Deutschland GmbH**

Elisabethstraße 11  
40217 Düsseldorf  
Germany

Tel.: +49 (0) 211 230945-01  
[info.fluxysnel@fluxys.com](mailto:info.fluxysnel@fluxys.com)  
Fax: +49 (0) 211 230945-09



**Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**

Pasteurallee 1  
D-30655 Hannover  
Germany

Tel.: +49 (0) 511 640 607-0  
[webinfo@gasunie.de](mailto:webinfo@gasunie.de)  
Fax: +49 (0) 511 640 607-1001



**GASCADE Gastransport GmbH**

Kölnische Str. 108-112  
34119 Kassel  
Germany

Tel.: +49 (0) 561 934-0  
[kontakt@gascade.de](mailto:kontakt@gascade.de)  
Fax: +49 (0) 561 934-1208



**NEL Gastransport GmbH**

Kölnische Str. 108-112  
34119 Kassel  
Germany

Tel.: +49 (0) 561 934-0  
[kontakt@nel-gastransport.de](mailto:kontakt@nel-gastransport.de)  
Fax: +49 (0) 561 934-2222



**ONTRAS Gastransport GmbH**

Maximilianallee 4  
04129 Leipzig  
Germany

Tel.: +49 (0) 341 27111-0  
[capacity@ontras.com](mailto:capacity@ontras.com)  
Fax: +49 (0) 341 27111-2004





ontras  
Gastransport GmbH

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis.....	4
I. Einleitung .....	5
II. Genehmigungsinhalte des Projektantrags für neu zu schaffende Kapazität an der deutschen Seite der Grenze RU-GASPOOL .....	5
1. Informationen zur unverbindlichen Marktnachfrage .....	5
2. Informationen zum Umgang mit eingegangenen Stellungnahmen zum Projektantrag .....	7
3. Informationen zur Ausbauvariante .....	8
4. Genehmigungsinhalte gem. Art. 28 Abs. 1 NC CAM .....	9
a. Angebotslevel (Art. 28 Abs. 1 lit. a NC CAM).....	9
b. Ergänzende Geschäftsbedingungen (Art. 28 Abs. 1 lit. b NC CAM).....	12
c. Zeitpläne für das Projekt (Art. 28 Abs. 1 lit. c NC CAM) .....	12
d. Definierte Parameter gem. Art. 22 Abs. 1 NC CAM (Art. 28 Abs. 1 lit. d NC CAM) .....	15
e. Abweichender Vermarktungshorizont (Art. 28 Abs. 1 lit. e NC CAM) .....	19
f. Alternative Zuweisungsmechanismen (Art. 28 Abs. 1 lit. f NC CAM).....	19
g. Festpreisansatz (Art. 28 Abs. 1 lit. g NC CAM).....	19
h. Wirtschaftlichkeitstest .....	19
5. Genehmigungsantrag .....	23
III. Kontaktdaten .....	24
IV. Anlagen .....	25



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Transportvarianten von der Marktkraumgrenze RU-GASPOOL bis Achim (in Blau und Gelb) und von Achim bis zur Grenze GASPOOL-TTF (in Rot und Grau) .....	8
Abbildung 2: Betrachtung der potenziell und der praktisch mindestens gleichwertigen vorhandenen Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL.....	21

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Allgemeine Fallmatrix der gegenüber einem angefragten Kapazitätsprodukt gleich- oder höherwertigen Produkte .....	10
Tabelle 2: Bisherige Schritte des laufenden Prozesszyklus .....	12
Tabelle 3: Meilensteine des Umsetzungszeitplans der technischen Maßnahmen.....	14

## I. Einleitung

Nach Abschluss der Phase 1 des im Jahr 2017 gemäß Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen; nachfolgend „NC CAM“) eingeleiteten Verfahrens zur Schaffung neuer Kapazitäten an der Marktraumgrenze zwischen der Russischen Föderation (RU) und dem Marktgebiet GASPOOL haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) des Marktgebietes GASPOOL die Planungsphase für die entsprechenden Projekte (Phase 2) gestartet und mit der Konsultation Ende 2017 abgeschlossen. Wie im Bericht zur Marktnachfrageanalyse 2017 (veröffentlicht am 27. Juli 2017) aufgezeigt wurde, besteht auf der deutschen Seite dieser Marktraumgrenze ein dauerhafter Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten. In der Technischen Studie wurde beschrieben, wie der Netzausbau effizient unter Berücksichtigung der Netztopologie und wirtschaftlicher Aspekte erfolgen kann. Der vorliegende Projektantrag ist ein gemeinsames Dokument der betroffenen FNB des GASPOOL-Marktgebietes. Die betroffenen FNB sind Fluxys Deutschland GmbH, im Folgenden FluxysD, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, im Folgenden GUD, GASCADE Gastransport GmbH, im Folgenden GASCADE, NEL Gastransport GmbH, im Folgenden NGT, und ONTRAS Gastransport GmbH, im Folgenden ONTRAS.

## II. Genehmigungsinhalte des Projektantrags für neu zu schaffende Kapazität an der deutschen Seite der Grenze RU-GASPOOL

### 1. Informationen zur unverbindlichen Marktnachfrage

An der Grenze RU-GASPOOL wurde neu zu schaffende Kapazität i. H. v. 13,2 GW in Form von DZK mit Zuordnung zum TTF und/oder NetConnect Germany (im Folgenden NCG) unverbindlich nachgefragt. Die Originalanfrage kann dem „Bericht zur Marktnachfrageanalyse für das 2017 beginnende Verfahren für neu zu schaffende Kapazität zwischen der Russischen Föderation und GASPOOL“ vom 27. Juni 2017 entnommen werden.<sup>1</sup>

Aus bereits in den Technischen Studien<sup>2</sup> dargelegten Gründen ist es im „Incremental Capacity“-Zyklus 2017-2019 weder möglich DZK zu NCG noch FZK in einem gemeinsamen deutschen Marktgebiet zu modellieren, da gem. § 21 Gasnetzzugangsverordnung (im

---

<sup>1</sup> Siehe [https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Marktnachfrageberichte\\_auf\\_Basis\\_unverbindlicher\\_Marktnachfragen/2017\\_07\\_27\\_MDAR\\_GASPOOL\\_RU\\_DE.pdf](https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Marktnachfrageberichte_auf_Basis_unverbindlicher_Marktnachfragen/2017_07_27_MDAR_GASPOOL_RU_DE.pdf)

<sup>2</sup> Die Technischen Studien entsprechen den Konsultationsdokumenten für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze zwischen Russischer Föderation und dem Marktgebiet GASPOOL sowie zwischen GASPOOL und TTF vom 19.10.2017



Folgenden GasNZV) die Zusammenlegung der Marktgebiete GASPOOL und NCG bis spätestens zum 01.04.2022 zu erfolgen hat. Dies, da die Basis für eine Modellierung dieser Kapazitätsanfrage ein die beiden heutigen Marktgebiete umfassendes Kapazitätsmodell voraussetzt, das derzeit noch nicht vorliegt.

Diese Restriktion berücksichtigend wurde durch die betroffenen FNB an der Grenze RU-GASPOOL die Höhe der neu zu schaffenden Einspeisekapazität für das aktuelle „Incremental Capacity“-Verfahren auf die zeitgleich nachgefragte Ausspeisekapazität von GASPOOL zum TTF reduziert und die Zuordnung des neuen DZK-Produkts auf den TTF beschränkt. Die hier dargestellte Entry-Kapazität beträgt 11,9 GW und entspricht somit nicht der ursprünglich angefragten Entry-Kapazität i. H. v. 13,2 GW. In der Technischen Studie für die Grenze RU-GASPOOL wird die Anpassung der ursprünglichen Anfrage folgendermaßen und aus Sicht der betroffenen FNB nach wie vor zutreffend bewertet: „Wenn die Flexibilität zwischen TTF und dem gemeinsamen deutschen Marktgebiet das langfristige Ziel des Transportkunden sein sollte, könnte die [...] technische Maßnahme zur Verstärkung des Entry Greifswald/Lubmin 2 zukünftige Incremental Capacity Zyklen beeinflussen, wenn die hier ermittelten technischen Maßnahmen bereits umgesetzt würden. Eine Modellierung der gesamten Anfrage (Entry Kapazität in Richtung TTF und/oder FZK in einem gemeinsamen deutschen Marktgebiet) könnte andere Lösungsräume bieten und wird erst im Incremental Capacity Zyklus 2019 – 2021 möglich sein.“

Sollte die hier vorgestellte Variante nicht der Transportintention entsprechen und in der Folge nicht in der Jahresauktion 2019 gebucht werden, wird die im Rahmen des Konsultationsprozesses angepasste Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität im „Incremental Capacity“-Zyklus 2019-2021 untersucht. Da es aktuell noch kein abgestimmtes Vorgehen gibt, um das Produkt bestehender technischer Kapazitäten aufzuwerten bzw. anzupassen, ist es nicht absehbar, ob und wie dies möglich sein wird.

Die an der Grenze RU-GASPOOL betroffenen FNB und Einspeisepunkte sind Abschnitt II.4.a., der Betrag der unverbindlich angefragten Kapazität Abschnitt II.4.0.c) und eine Gesamtübersicht inklusive der berücksichtigten Bestandskapazitätsprodukte Anlage 1 zu entnehmen.



## **2. Informationen zum Umgang mit eingegangenen Stellungnahmen zum Projektantrag**

Im Konsultationszeitraum der Technischen Studie für die Grenze RU-GASPOOL wurde eine Stellungnahme zur konsultierten Technischen Studie abgegeben. In der Stellungnahme wird kritisiert, dass lediglich Teile der unverbindlich angefragten Kapazität berücksichtigt werden und die Betrachtung der Anfrage in zwei getrennten Technischen Studien stattfindet. Darüber hinaus wird bemängelt, dass die angefragte Entry-Kapazität in das Marktgebiet NCG nicht betrachtet wird.

Die FNB haben sich kritisch mit der Stellungnahme auseinandergesetzt. Im Ergebnis kommen die FNB aus den in Abschnitt II.1. beschriebenen Gründen grundsätzlich zu den gleichen Schlussfolgerungen wie bei der Erstellung der Technischen Studie.

Die Forderung, die angefragten Kapazitäten auch zusammenhängend zu betrachten, ist für die FNB jedoch nachvollziehbar. Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, haben die FNB im Vergleich zur Technischen Studie den Projektantrag um eine Komponente erweitert, die im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine Verbindung der Projekte RU-GASPOOL und GASPOOL-TTF ermöglicht (siehe insbesondere II.4., II.4.h. und Anlage 3).

### 3. Informationen zur Ausbauvariante

Im heutigen GASPOOL-Markgebiet ergeben sich zwei technische Varianten, um die angefragte Kapazität bereitzustellen. Diese beiden Transportmöglichkeiten sind in Abbildung 1 durch die blauen und gelben Pfeile beschrieben und ermöglichen jeweils den Transport bis Achim. Die Nutzung der neuen Entry-Kapazitäten von Russland zu GASPOOL mit Zuordnung zum TTF bedarf zusätzlich der Kombination der blauen oder gelben Variante mit der roten oder grauen Variante. Letztere enthalten Maßnahmen für den Transport von Achim bis zur niederländischen Grenze und sind im Projektvorschlag für die Marktgebietsgrenze GASPOOL-TTF beschrieben (siehe Anlage 4).

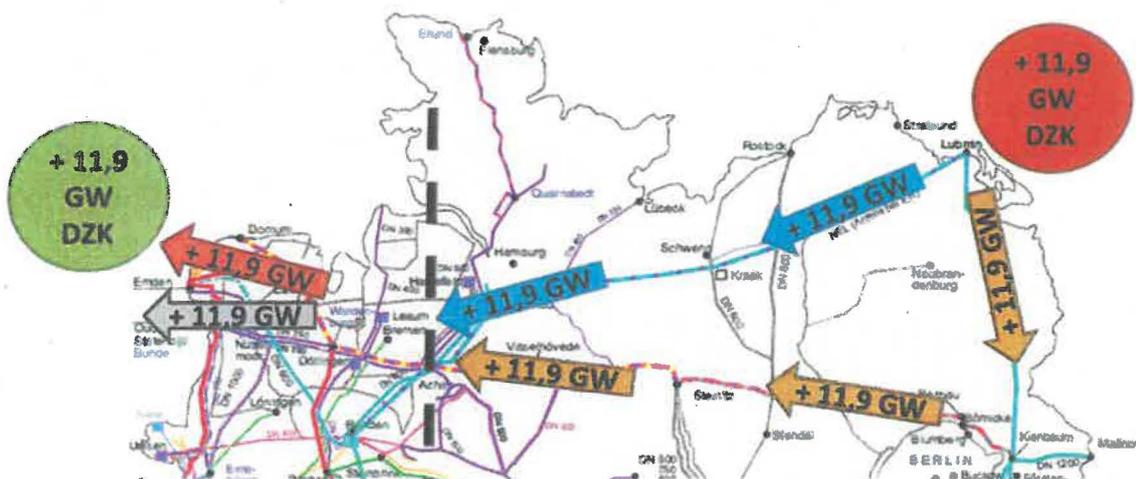


Abbildung 1: Transportvarianten von der Marktraumgrenze RU-GASPOOL bis Achim (in Blau und Gelb) und von Achim bis zur Grenze GASPOOL-TTF (in Rot und Grau)

#### Transport durch die NEL

Die blauen Pfeile zeigen die Route der angefragten Kapazität durch die Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL), die Eigentum einer Bruchteilsgemeinschaft aus NGT, GUD und FluxysD ist. Folgende Maßnahmen sind für die Netzerweiterung notwendig:

1. Verdichterstation in der Nähe von Schwerin (CAPEX 150 Mio. €)
2. Erweiterung der Erdgasempfangsstation Lubmin II (CAPEX 1 Mio. €)

Die Investitionen für die o.g. Maßnahmen betragen ca. 151 Mio. €. Da die Anbindungsleitung zwischen Lubmin II/EUGAL und NEL im Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2018 (im Folgenden NEP Gas 2018) bereits als Maßnahme 507-01b im Netzausbauvorschlag der FNB

enthalten ist, entfällt sie im vorliegenden Projektantrag gegenüber der Technischen Studie. Dies führt zu einer Reduktion der hier berücksichtigten Kosten.

#### Transport durch EUGAL-Nord, FGL 306, NETRA

Die gelben Pfeile beschreiben die Route der angefragten Kapazität durch die EUGAL-Nord, FGL 306 und NETRA. Im Zuge des „More Capacity“-Prozesses im Jahr 2016 sind Untersuchungen zur Erweiterung dieser Transportroute durchgeführt und mit einer ähnlichen Zusatzkapazität modelliert worden. Ergebnis dieser Untersuchungen war, dass die o.g. Systeme u.a. durch folgende Maßnahmen erweitert werden müssten:

1. Verdichterstation in Kienbaum
2. Verdichterstation in Steinitz
3. Erweiterung der Verdichterstation Holtum
4. Erweiterung der Erdgasempfangsstation Lubmin II

Aufgrund der 2 neuzubauenden Verdichterstationen würde diese Route zwangsläufig einen deutlich höheren Investitionsaufwand mit sich bringen als die Route über die NEL. Daher wurde auf eine weitergehende, detaillierte Investitionsermittlung verzichtet.

#### Fazit

Angesichts der zwei beschriebenen Transportvarianten bis Achim wird der Ausbau der NEL-Route empfohlen. Durchführende FNB sind FluxysD, GASCADE, GUD, NGT und ONTRAS.

### **4. Genehmigungsinhalte gem. Art. 28 Abs. 1 NC CAM**

#### **a. Angebotslevel (Art. 28 Abs. 1 lit. a NC CAM)**

Im Wirtschaftlichkeitstest gem. Art. 22 NC CAM wird für jedes Angebotslevel geprüft, ob der Barwert der Gesamterlöse durch Buchungen neu zu schaffender Kapazität in den Jahresauktionen 2019 („Erlöse“) mindestens dem Produkt des f-Faktors mit dem Barwert der mit dem Angebotslevel korrespondierenden geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse der FNB („Kosten“) entspricht. Unter den erfolgreichen Angebotsleveln wird gem. Art. 22 Abs. 3 S. 2 NC CAM dasjenige umgesetzt, das die größte Kapazitätsmenge beinhaltet.

### Produktgestaltung

Ein Angebotslevel bezieht sich gem. Art. 3 Abs. 5 NC CAM auf den Betrag der vorhandenen<sup>3</sup> und der neu zu schaffenden Kapazität. I. V. m. Art. 29 Abs. 1 NC CAM muss ein Angebotslevel ggf. mehrere gebündelte Standardkapazitätsprodukte enthalten (bspw. bei mehreren relevanten Netzkopplungspunkten (im Folgenden Interconnection Point = IP) zwischen den Marktgebieten). Die relevanten Kapazitäten werden in den Jahresauktionen 2019 als gebündelte Standardprodukte nach IP, FNB und Produkt differenziert angeboten. Eine Aggregation (z. B. von produktübergreifenden Kapazitäten) ist nicht effizient. Potenziell gleichwertige vorhandene Kapazitätsprodukte können Abbildung 2 entnommen werden. Die Höhe ihrer Berücksichtigung wird in Abschnitt II.4.h. detaillierter beschrieben.

Tabelle 1: Allgemeine Fallmatrix der gegenüber einem angefragten Kapazitätsprodukt gleich- oder höherwertigen Produkte

Fall	Angefragtes, neu zu schaffendes Kapazitätsprodukt	Gleich- oder höherwertige Produkte (am angefragten IP/Marktgebietsgrenze)
1	FZK	➤ FZK
2	DZK mit Zuordnung zu bestimmten IP/Marktgebietsgrenzen	➤ FZK ➤ DZK mit Zuordnung zu mindestens den angefragten IP/Marktgebietsgrenzen

### Vermarktungshorizont

Da die Angebotslevel u. a. neu zu schaffende Kapazität beinhalten, können die Angebotslevel inklusive der vorhandenen Kapazitäten gem. Art. 11 Abs. 3 S. 2 NC CAM für einen Zeitraum von bis zu 15 Jahren nach dem prognostizierten Beginn der betrieblichen Nutzung der neuen Kapazitätsprodukte angeboten und gebucht werden. Hier entspricht dies dem Zeitraum vom Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 25/26 bis zum GWJ 39/40.

### Zuweisungsmethodik bei Bestandsprodukten

In den Jahresauktionen 2019 werden die betroffenen FNB die vorhandene Kapazität sowie Angebotslevel inklusive neu zu schaffender Kapazität anbieten. Die Kapazitätsprodukte der Angebotslevel sowie der regulären Auktionen sind separat zu buchen. Dabei müssen die Transportkunden beachten, dass für Kapazitätsprodukte, die (i) in mehreren Angebotsleveln enthalten oder (ii) in mindestens einem Angebotslevel als auch in den regulären Auktionen enthalten sind, ggf. in mehreren Auktionen Angebote platziert werden müssen.

<sup>3</sup> Die Begriffe „verfügbar“ und „vorhanden“ werden im NC CAM synonym verwendet.

### Betrag der anzubietenden Kapazität

Die Berechnung der Höhe der anzubietenden Kapazitäten je Produkt wird gem. Art. 11 Abs. 6 NC CAM durchgeführt. Die zwingende Reservierungsquote von 20 % für bestehende sowie neue Kapazitäten gemäß Art. 8 Abs. 8 NC CAM sowie Festlegung der BNetzA BK7-15-001 (im Folgenden KARLA Gas) wird berücksichtigt.

### Konkrete Angebotslevel

Die Angebotslevel 1 und 2 sind dem Anlage 1 zu entnehmen. Sie umfassen folgende Produkte:

#### 1. Vorhandene Kapazitätsprodukte

##### a. IP Greifswald

- i. NGT: DZK (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)
- ii. GUD: FZK
- iii. FluxysD: DZK (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)

##### b. IP Lubmin II

##### i. GASCADE

- 1. DZK 1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)
- 2. DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)

##### ii. GUD

- 1. DZK 1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)
- 2. DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)

##### iii. FluxysD

- 1. DZK 1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)
- 2. DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)

##### iv. ONTRAS

- 1. DZK 1 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde)
- 2. DZK 2 (u.a. mit Zuordnung zu Bunde oder Oude)

#### 2. Neu zu schaffende Kapazitätsprodukte

##### a. IP Greifswald

- i. NGT: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
- ii. GUD: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
- iii. FluxysD: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)

##### b. IP Lubmin II

- i. GASCADE: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
- ii. GUD: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)
- iii. FluxysD: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)



iv. ONTRAS: DZK (mit Zuordnung Zone Oude)

Insgesamt werden im Rahmen der Jahresauktionen 2019 und des Angebotslevel 1 bzw. 2 jeweils 105 Auktionen für neu zu schaffende und 85 Auktionen für bestehende Kapazitätsprodukte durchgeführt.

**b. Ergänzende Geschäftsbedingungen (Art. 28 Abs. 1 lit. b NC CAM)**

Der Entwurf der Ergänzenden Geschäftsbedingung (EGB) ist diesem Dokument als Anlage 2 beigelegt.

**c. Zeitpläne für das Projekt (Art. 28 Abs. 1 lit. c NC CAM)**

Die Schritte des im Jahr 2017 eingeleiteten Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL gemäß NC CAM sind in Tabelle 2 aufgelistet. Die genannten zukünftigen Termine sind vorläufig und können daher noch Änderungen unterliegen.

Tabelle 2: Schritte des laufenden Prozesszyklus

Startdatum	Enddatum	Beschreibung
27.07.2017		Beginn der Projektierungsphase
27.07.2017	19.10.2017	Technische Studien durch FNB
19.10.2017		Veröffentlichung der Konsultationsdokumente
19.10.2017	19.12.2017	Öffentliche Konsultation
19.12.2017	20.12.2018	Planung der Angebotslevel durch die FNB in enger Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden
20.12.2018	31.03.2019	Genehmigung und Veröffentlichung der notwendigen Parameter durch die nationalen Regulierungsbehörden gemäß Art. 28 Abs. 1 NC CAM
31.03.2019	30.04.2019	Anpassung der Angebotslevel durch die FNB an die Vorgaben der Regulierungsbehörden
01.05.2019		Veröffentlichung der genehmigten Parameter, der Kapazitätsprodukte und der Geschäftsbedingungen für die im Rahmen des Netzausbauprojekts angebotenen Kapazitäten
01.07.2019		Jahresauktion/Wirtschaftlichkeitsprüfung

Auf Basis des erfolgreichen Wirtschaftlichkeitstests fließen die vermarkteten inkrementellen Kapazitäten in den Prozess für die Erstellung des NEP Gas 2020-2030 ein.

FLUXYS



gasunie



ontras  
Gastransport GmbH

Die Maßnahmen zum Netzausbau werden nach der Durchführung der PRISMA-Auktion für Jahreskapazitätsprodukte im Juli 2019 und dem Bestehen des Wirtschaftlichkeitstests für das erfolgreiche Angebotslevel eingeleitet. Betriebsbereitschaft aller technischen Maßnahmen ist für den 1. Oktober 2025 vorgesehen. Die Meilensteine sind Tabelle 3 zu entnehmen. Die Erfahrung mit zurückliegenden Projekten zeigt, dass diese Planung bereits zeitliche Puffer zur Vermeidung von Verzögerungen bei der Kapazitätsbereitstellung enthält.

**Tabelle 3: Meilensteine des Umsetzungszeitplans der technischen Maßnahmen**

Projektschritte	Jahr des Abschlusses des Projektschritts je Maßnahme	
	Verdichterstation bei Schwerin	Erweiterung der EST Lubmin II
Projektidee	2019	2019
Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung	2020	2020
Entwurfsplanung	2020	2020
Vorbereitung Raumordnungsverfahren	irrelevant	irrelevant
Durchführung Raumordnungsverfahren	irrelevant	irrelevant
Vorbereitung BImSchG	irrelevant	irrelevant
Grundstückserwerb	2021	irrelevant
Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	irrelevant	irrelevant
Durchführung Planfeststellungsverfahren	irrelevant	irrelevant
Wegerechtserwerb	irrelevant	irrelevant
Durchführung BImSchG	irrelevant	irrelevant
Baugenehmigungsverfahren	2022	2023
Material- und Leistungsbeschaffung	2022	2023
Bauvorbereitung und Baubeginn	2023	2024
Montage/Bau	2025	2025
Inbetriebnahme	2025	2025
Projektabschluss/Fertigstellung	2026	2026

**d. Definierte Parameter gem. Art. 22 Abs. 1 NC CAM (Art. 28 Abs. 1 lit. d NC CAM)**

Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 NC CAM hat die BNetzA zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (im Folgenden „BNetzA-Tool“). Das ausgefüllte BNetzA-Tool ist diesem Antrag als Anlage 3 beigefügt.

**Geschätzter Referenzpreis gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. i NC CAM:**

Im BNetzA-Tool wird als geschätzter Referenzpreis gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. i NC CAM der im Beschlussentwurf der BK9 (Kennzeichen BK9-18//610-NCG bzw. BK9-18/611-GP) mit Titel REGENT veröffentlichte indikative Referenzpreis bei Fusion der Marktgebiete GASPOOL und NCG für das Jahr 2022 verwendet. Dieser beträgt 3,97 €/kWh/h/a. Da es sich bei den neu zu schaffenden Kapazitäten um DZK handelt und an der Grenze RU-GASPOOL mehrere FNB mit unterschiedlichen DZK-Abschlägen aktiv sind, wird ein Abschlag von 8 % einkalkuliert, so dass der Referenzpreis bei 3,6524 €/kWh/h/a liegt. Da bei der Ermittlung der Erhöhung der Erlösobergrenze des jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibers durch die im jeweiligen Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazitäten die Inflation nicht berücksichtigt wird, wurde der Inflationsindex für die Referenzpreise ebenfalls mit 0 % angesetzt.

**Auktionsaufschlag gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a NC CAM**

Bei der Versteigerung neu zu schaffender Kapazitäten gem. Art. 29 Abs. 1 NC CAM findet der Algorithmus für mehrstufige aufsteigende Preisauktionen gem. Art. 17 NC CAM Anwendung. Aus diesem ergibt sich ggf. ein Auktionsaufschlag. Dieser ist erst nach den Jahresauktionen 2019 bekannt. Aus diesem Grund wurde er nicht bei der Berechnung des f-Faktors berücksichtigt, muss aber gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a NC CAM in die Wirtschaftlichkeitsprüfung eingehen.

**Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse gem. Art. 22 Abs. 1 lit. b NC CAM:**

Unter Zuhilfenahme des BNetzA-Tools wurden für die Angebotslevel 1 und 2 eine geschätzte zulässige Erlöserhöhung von 500.140.831 € (Barwert bezogen auf 2019) berechnet. Dieser Wert ist gegenüber dem im Rahmen der Technischen Studien veröffentlichten und konsultierten Betrag um ca. 50 Mio. € gesunken. Der Grund ist die Berücksichtigung von Maßnahmen im NEP Gas 2018, sodass die assoziierten Kosten nicht im „Incremental Capacity“-Prozess berücksichtigt werden. Für Angebotslevel 1 ist dieser Wert als konservativ anzusehen, da über die Hälfte der Kosten aus Treibenergieverbrauch resultiert, der vom tatsächlichen Transportbedarf und somit von der Nutzung der neu zu schaffenden Exit-Kapazitäten in Richtung TTF abhängt. Dieser ist jedoch bei Angebotslevel 1 ggf. nicht im veranschlagten Umfang gegeben.

### Obligatorischer Mindestaufschlag gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. ii NC CAM

Ein obligatorischer Mindestaufschlag in Höhe von 1,07 €/kWh/h/a soll für das Angebotslevel 1 angewendet werden. Das Angebotslevel 1 wird in den Wirtschaftlichkeitstest überführt, wenn der Wirtschaftlichkeitstest an der Grenze GASPOOL-TTF einen Barwert (bezogen auf 2019) der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen von weniger als 222.885.413 € ergibt.<sup>4</sup> Falls der Wirtschaftlichkeitstest an der Grenze GASPOOL-TTF genau diesen oder einen höheren Barwert liefert, wird das Angebotslevel 2 in die Wirtschaftlichkeitsprüfung überführt und es soll kein obligatorischer Mindestaufschlag angewendet werden.

### f-Faktor gem. Art. 22 Abs. 1 lit. c NC CAM:

Unter Zuhilfenahme des BNetzA-Tools wurden folgende f-Faktoren für die Angebotslevel berechnet:

Angebotslevel 1: 0,75

Angebotslevel 2: 0,43

Folgende Annahmen sind in die Berechnung mit Hilfe des BNetzA-Tools eingeflossen (Art. 23 Abs. 1 NC CAM):

- a) die Menge an technischer Kapazität, die gemäß Art. 8 Abs. 8 und 9 NC CAM zurückgehalten wird;
- b) die positiven externen Effekte des Projekts für neu zu schaffende Kapazität auf den Markt oder das Fernleitungsnetz oder beides;
- c) die Laufzeit der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für die angefragte Kapazität im Vergleich zu der wirtschaftlichen Lebensdauer der Anlage;
- d) das voraussichtliche Fortbestehen der Nachfrage nach der Kapazität, die durch das Projekt für neu zu schaffende Kapazität geschaffen wird, nach dem Ende des bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung zugrunde gelegten Zeithorizonts.

### *Vorgehensweise:*

Das BNetzA-Tool enthält mathematische Auswertungen zur Bestimmung des f-Faktors gemäß den Kriterien a), c) und d). Der f-Faktor ergibt sich dabei aus dem Verhältnis des

<sup>4</sup> Zelle U8 des Tabellenblatts „WirtschaftlBWKosten“ des BNetzA-Tools für die Auswertung der verbindlich angefragten Kapazitäten in den Jahresauktionen 2019 an der Marktraumgrenze GASPOOL-TTF. Der Wert wird erreicht, wenn an der Grenze GASPOOL-TTF die unverbindlich angefragten Kapazitäten unter Berücksichtigung der Reservierungsquote vollständig gebucht werden. Die unverbindlich angefragten Kapazitäten entsprechen außerdem den im Wirtschaftlichkeitstest berücksichtigten Treibenergiekosten.



Barwerts der verbindlichen Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung von Kapazitäten über den Zeithorizont der ersten Jahresauktion, in der die jeweils neu zu schaffenden Kapazitäten angeboten wurden, gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. a NC CAM zum Barwert aller erwarteten Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung der jeweiligen Kapazitäten. Des Weiteren ist die Berücksichtigung positiver externer Effekte gemäß Kriterium b) vorgesehen.

Die vorgeschlagenen f-Faktoren wurden wie folgt ermittelt:

- a) Die nach Art. 8 Abs. 8 NC CAM sowie gemäß BNetzA-Festlegung BK7-15-001 (KARLA Gas) zurückgehaltene technisch verfügbare Kapazität in Höhe von 20 % bezogen auf die im jeweiligen Angebotslevel enthaltene neu zu schaffende technische Kapazität beträgt 2.380.000 kWh/h.

Das in der Jahresauktion 2019 für die GWJ 25/26 bis 29/30 ermittelte Kapazitätsangebot an neu zu schaffenden Kapazitäten übersteigt den im Rahmen der Marktnachfrageanalyse-Phase unverbindlich angezeigten Bedarf. Aus diesem Grund wurde angenommen, dass die zurückgehaltenen Kapazitäten kurzfristig erst ab 2030/31 (bis 2039/40) ausgebucht werden.

- b) Die ggf. neu zu schaffenden Kapazitäten an der Grenze GASPOOL-TTF gewinnen durch den neuen Entry an Attraktivität, wie bspw. die Stellungnahme zu den Technischen Studien dokumentiert. Neue Exit-Kapazitäten an der Grenze GASPOOL-TTF sind zwar ohne die neuen Entry-Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL durch eine reduzierte Nutzung anderer Exit-Punkte nutzbar. Allerdings ist vor dem Hintergrund der Stellungnahme und dem steigenden H-Gas-Bedarf Deutschlands im Zuge der L-H-Gas-Umstellung davon auszugehen, dass die neuen Exit-Kapazitäten GASPOOL-TTF ohne die neuen Entry-Kapazitäten weniger attraktiv für Transportkunden sein werden. Dies würde dann dazu führen, dass diese neuen Exit-Kapazitäten zum TTF ohne die neuen Entry-Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL in deutlich geringerem Umfang gebucht würden. Erst durch die Buchung ergeben sich jedoch Einnahmen, sodass ein nicht unwesentlicher Teil des wirtschaftlichen Erfolgs an der Grenze GASPOOL-TTF auf der Vorbedingung der Schaffung neuer Entry-Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL basieren würde. Diese zusätzlichen Einnahmen durch Exit-Buchungen sind mithin als positive externe Effekte der neuen Entry-Kapazitäten einzuschätzen. Der Wirtschaftlichkeitstest des Projekts für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze RU-GASPOOL soll diesen Zusammenhang berücksichtigen. Bei einer Gesamtbewertung der neu zu schaffenden Kapazitäten an den Grenzen RU-GASPOOL und GASPOOL-TTF wäre kein obligatorischer Mindestaufschlag zum Bestehen des Wirtschaftlichkeitstests



nötig, wenn in den Jahresauktionen 2019 jeweils in Höhe der unverbindlichen Anfrage für die Grenze GASPOOL-TTF (unter Berücksichtigung der Reservierungsquote) gebucht würde. Diesem Umstand trägt der oben aufgeführte variable obligatorische Mindestaufschlag Rechnung. Damit auch bei der Prüfung der dabei alleine an der Grenze RU-GASPOOL anfallenden Buchungen und Kosten ein positives Ergebnis im Sinne der Gesamtbetrachtung ermöglicht wird, wurde der f-Faktor für diesen Fall aufgrund positiver externer Effekte auf 0,43 festgesetzt. Es muss also an beiden betroffenen Grenzen im durch die Reservierungsquote ermöglichten Rahmen sämtliche unverbindlich angefragte Kapazität verbindlich gebucht werden, um die Berücksichtigung der positiven Externalitäten zu aktivieren.

Die an der Grenze RU-GASPOOL angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten können im Rahmen der Zuordnungsbeschränkung sowieso nur genutzt werden, wenn das Angebotslevel 2 an der Grenze GASPOOL-TTF ebenfalls erfolgreich ist und somit zum Ausbau führt.

- c) Gemäß Artikel 11 Abs. 3 NC CAM können Angebotslevel im Rahmen der Jahresauktionen für einen Zeitraum von maximal 15 Jahren ab Beginn der betrieblichen Nutzung angeboten werden, wenn neu zu schaffende Kapazität angeboten wird.
- Da die in der Jahresauktion 2019 angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten in den GWJ 2025/26 bis 2029/30 über den unverbindlich angefragten Kapazitäten liegen, wurde für diesen Zeitraum angenommen, dass Buchungen von Transportkunden gemäß den unverbindlichen Marktnachfragen an der Grenze GASPOOL-TTF getätigt werden.
    - GWJ 2025/26 Anfrage i. H. v. 2.638.255 kWh/h
      - 659.563 kWh/h im Jahr 2025 (Q4)
    - GWJ 2026/27 Anfrage i. H. v. 5.276.509 kWh/h
      - 1.978.691 kWh/h im Jahr 2026 (Q1-Q3)
      - 1.319.127,25 kWh/h im Jahr 2026 (Q4)
      - In Summe 3.297.818 kWh/h im Jahr 2026
    - GWJ 2027/28 – GWJ 2029/30 Anfrage i. H. v. 5.276.509 kWh/h
      - 5.276.509 kWh/h im Jahr 2027, im Jahr 2028 und im Jahr 2029

- Für den Zeitraum von 2030/31 bis 2039/40 wurde angenommen, dass die in der Jahresauktion 2019 angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten vollständig ausgebucht werden.
  - GWJ 2030/31 bis GWJ 2039/40 Anfrage i. H. v. 11.872.146 kWh/h
    - 3.957.381 kWh/h im Jahr 2030 (Q1-Q3)
    - 2.380.000 kWh/h im Jahr 2030 (Q4)
    - In Summe 6.337.382 kWh/h im Jahr 2030
    - 9.520.000 kWh/h für die Jahre 2031-2039
    - 7.140.000 kWh/h im Jahr 2040 (Q1-Q3)

Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für das Jahr 2025 vorgesehen. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlagen wurde entsprechend der regulatorischen und gewöhnlichen Abschreibungsdauern angesetzt. Die beschriebene Investition bezieht sich zum Teil auf eine Verdichterstation. Die regulatorische sowie gewöhnliche Nutzungsdauer für Verdichter beträgt gemäß Anlage 1 zum § 6 Abs. 5 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) 25 Jahre. Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für 2025 vorgesehen, die letzten Abschreibungen fallen somit im Jahr 2049 an. Für den Zeitraum von 2039/40 bis 2048/49 wurde basierend auf aktuellen Markteinschätzungen angenommen, dass die gesamten neu zu schaffenden technischen Kapazitäten zu 75 % ausgebucht werden.

- d) Das maßgebliche Jahr für die Bestimmung des Zeithorizonts der wirtschaftlichen Nutzungsdauer und der Wirtschaftlichkeitsprüfung ist 2049. Für den Zeitraum ab 2049 wurden keine Buchungen berücksichtigt.

**e. Abweichender Vermarktungshorizont (Art. 28 Abs. 1 lit. e NC CAM)**

Ein abweichender Vermarktungshorizont wird nicht angewendet.

**f. Alternative Zuweisungsmechanismen (Art. 28 Abs. 1 lit. f NC CAM)**

Ein alternativer Zuweisungsmechanismus wird nicht angewendet.

**g. Festpreisansatz (Art. 28 Abs. 1 lit. g NC CAM)**

In Deutschland gilt ein variables Preissystem, feste Preise werden somit nicht angewendet.

**h. Wirtschaftlichkeitstest**

Gem. Ziffer 1 des Tenors des Beschlusses der BK 9 (Aktenzeichen BK9-17/609) mit Titel INKA erfolgt die Wirtschaftlichkeitsprüfung für jedes Angebotslevel eines Projekts für neu zu schaffende Kapazität gem. Art. 22 NC CAM durch die BNetzA. In Teil II des

Festlegungsbeschlusses führt die BNetzA aus, dass die Wirtschaftlichkeitsprüfung Gegenstand des Projektvorschlags sei und alle grundsätzlichen Fragen der Wirtschaftlichkeitsprüfung dort zu klären seien. Wesentliche Aspekte wurden bereits mithilfe des BNetzA-Tools in der Technischen Studie geklärt. Folgende grundsätzliche Fragen der Wirtschaftlichkeitsprüfung müssen noch definiert werden:

1. Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitätsprodukten
2. Wirtschaftlichkeitsprüfung der Angebotslevel

Die Fernleitungsnetzbetreiber beantragen deshalb folgendes Vorgehen der BNetzA bei der Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests:

**1. Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitätsprodukten**

In den Wirtschaftlichkeitstest sollen gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. i NC CAM die verbindlich angefragten neu zu schaffenden Kapazitäten und gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. ii NC CAM die verbindlich angefragten vorhandenen Kapazitäten einfließen.

Um einen effizienten Netzausbau sicherzustellen, ist in Abstimmung mit der BNetzA als Voraussetzung für den Start des Wirtschaftlichkeitstests zu prüfen, ob die verfügbaren Kapazitätsprodukte (Bestandskapazität) im jeweiligen GWJ gemäß Projektantrag ausgebucht sind. Ist die Bestandskapazität im jeweiligen GWJ ausgebucht, geht die Menge der verbindlich angefragten neu zu schaffenden Kapazität in kWh/h/a je GWJ in das BNetzA-Tool zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit ein. Ist die Bestandskapazität in einem GWJ nicht ausgebucht, ist die Voraussetzungen zur Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests für dieses GWJ nicht gegeben. Es gehen für das jeweilige GWJ keine Mengen in den ökonomischen Test ein.

Die Informationen zur Buchungssituation der Bestandskapazitäten werden der BNetzA durch die betroffenen FNB bereitgestellt. Die Prüfung, ob die Bedingung der Ausbuchung der Bestandskapazität im jeweiligen GWJ erfüllt ist, erfolgt durch die BNetzA.

Bestandskapazitätsprodukte im Sinne des Wirtschaftlichkeitstests je GWJ sind die unter II.4.a als vorhandene Kapazitäten aufgeführten Kapazitäten, die laut Zuordnungsaufgabe potenziell den TTF erreichen können. Um das Ausbuchungserfordernis zu erfüllen, müssen diese jedoch nur mindestens in Höhe der TVK der vorhandenen Exit-Kapazitäten von GASPOOL zum TTF i. H. v. 14.715.680 kWh/h/a gebucht werden, da darüberhinausgehende Buchungen praktisch keinen zusätzlichen Transport zum TTF ermöglichen würden. Die resultierenden GWJ-spezifischen Beträge der zu buchenden Bestandskapazitätsprodukte sind der linken Spalte der Abbildung zu entnehmen.

Summe praktisch mgvk (ohne RQ) als Basis des Wirtschaftlichkeitstests	potenziell mgvk-Produkte (Zuordnung TTF oder FZK)	Summe an anzubietender potenziell mgvk	Art. 11 (5) NC CAM A	Art. 11 (6) NC CAM B	Art. 11 (6) NC CAM C	Art. 11 (6) NC CAM D	Art. 11 (6) NC CAM E	Art. 11 (6) NC CAM F
			technisch verfügbare Kapazität	reservierte Kapazität	vermarktete Kapazität	zusätzliche Kapazität	neu zu schaffende Kapazität	reservierte neu zu schaffende Kapazität
3.969.671	GWJ 25/26	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 26/27	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 27/28	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 28/29	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 29/30	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 30/31	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
3.969.671	GWJ 31/32	3.969.671	41.664.282	4.629.939	33.064.672	-	-	-
4.342.160	GWJ 32/33	4.342.160	41.664.282	5.717.450	31.604.672	-	-	-
5.773.160	GWJ 33/34	5.773.160	41.664.282	5.717.450	30.173.672	-	-	-
11.210.717	GWJ 34/35	11.210.717	41.664.282	5.717.450	24.736.115	-	-	-
14.715.680	GWJ 35/36	17.287.156	41.664.282	8.332.856	16.044.270	-	-	-
14.715.680	GWJ 36/37	22.887.156	41.664.282	8.332.856	10.444.270	-	-	-
14.715.680	GWJ 37/38	22.887.156	41.664.282	8.332.856	10.444.270	-	-	-
14.715.680	GWJ 38/39	22.887.156	41.664.282	8.332.856	10.444.270	-	-	-
14.715.680	GWJ 39/40	33.331.426	41.664.282	8.332.856	-	-	-	-

Abbildung 2: Betrachtung der potenziell und der praktisch mindestens gleichwertigen vorhandenen Kapazitäten (mgvk) an der Grenze RU-GASPOOL

## 2. Wirtschaftlichkeitsprüfung der Angebotslevel

Die Höhe beider Angebotslevel ist identisch. Der Unterschied zwischen dem Angebotslevel 1 und dem Angebotslevel 2 ist die Höhe des obligatorischen Mindestaufschlags und des daraus resultierenden f-Faktors. Daher ist vor der Wirtschaftlichkeitsprüfung eine Vorabprüfung erforderlich, um zu determinieren, ob das Angebotslevel 1 oder das Angebotslevel 2 geprüft wird.

Die beteiligten FNB haben sich auf dieses Vorgehen verständigt, um Transparenz für den buchenden Transportkunden zu gewährleisten. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass der Transportkunde vor der Buchung Kenntnis über den jeweils geltenden obligatorischen Mindestaufschlag und den entsprechenden f-Faktor hat.

### 2.1. Vorabprüfung

Erreicht der Barwert der Gesamteinnahmen für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze GASPOOL-TTF mindestens den Wert von 222.885.413 €, wird das Angebotslevel 2 mit dem entsprechenden obligatorischen Mindestaufschlag und f-Faktor geprüft. Unterschreitet der Barwert der Gesamteinnahmen für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze GASPOOL-TTF den Wert von 222.885.413 €, wird das Angebotslevel 1 mit dem entsprechenden obligatorischen Mindestaufschlag und f-Faktor geprüft.

FLUXYS



gasunie



ontras  
Gastransport GmbH

**2.2. Prüfung der Wirtschaftlichkeit des Angebotslevels 1**

Falls die Wirtschaftlichkeitsprüfung ergibt, dass der Barwert der Gesamteinnahmen an der Grenze RU–GASPOOL durch Buchungen neu zu schaffender Kapazität > 373.649.294 € wahr ist, ist Angebotslevel 1 bestanden. \*

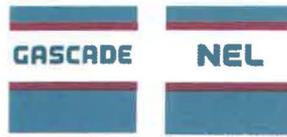
**2.3. Prüfung der Wirtschaftlichkeit des Angebotslevels 2**

Falls die Wirtschaftlichkeitsprüfung ergibt, dass der Barwert der Gesamteinnahmen an der Grenze RU–GASPOOL durch Buchungen neu zu schaffender Kapazität > 215.060.556 € wahr ist, ist Angebotslevel 2 bestanden. \*

\*Geschätzte zulässige Erlöserhöhung multipliziert mit dem f-Faktor des jeweiligen Angebotslevels (siehe dazu „Definierte Parameter gem. Art. 22 Abs. 1 NC CAM (Art. 28 Abs. 1 lit. d NC CAM)“)

FLUXYS 

gasunie



 **ontras**  
Gastransport GmbH

## 5. Genehmigungsantrag

GASCADE, ONTRAS, NGT, FluxysD und GUD beantragen bei der BNetzA die Genehmigung der unter Abschnitt II und in den zugehörigen Anlagen aufgeführten Inhalte für die Fortsetzung der Durchführung des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten gem. NC CAM.

FLUXYS



gasunie

GASCADE

NEL



ontras  
Gastransport GmbH

### III. Kontaktdaten

#### **Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**

Kerstin Kiene

+49 511 640 607 2076

[Kerstin.Kiene@gasunie.de](mailto:Kerstin.Kiene@gasunie.de)

#### **GASCADE Gastransport GmbH**

Michael Walkus

+49 561 934 2968

[Michael.walkus@gascade.de](mailto:Michael.walkus@gascade.de)

#### **NEL Gastransport GmbH**

Michael Walkus

+49 561 934 2968

[Michael.walkus@gascade.de](mailto:Michael.walkus@gascade.de)

#### **ONTRAS Gastransport GmbH**

René Döring / Uwe Thiveßen

+49 341 27111-2771 / 2163

[rene.doering@ontras.com](mailto:rene.doering@ontras.com)

[uwe.thivessen@ontras.com](mailto:uwe.thivessen@ontras.com)

#### **Fluxys Deutschland GmbH**

Alessandro Brunoni

+49 211 42090922

[Alessandro.brunoni@fluxys.com](mailto:Alessandro.brunoni@fluxys.com)

FLUXYS



gasunie



#### IV. Anlagen

1. Angebotslevel
2. Ergänzende Geschäftsbedingungen
3. BNetzA-Tool
  - a. Grenze RU-GASPOOL mit Mindestaufschlag
  - b. Grenze RU-GASPOOL ohne Mindestaufschlag
4. Projektvorschlag für die Grenze GASPOOL-TTF

This image shows a vertical strip of a document, likely a ledger or a data table. The strip is oriented vertically and contains a dense grid of text and numbers. The text is small and difficult to read, but it appears to be organized into columns and rows. The strip is positioned on the left side of the page, and the rest of the page is blank white space.







