



## **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 der Grenze des Marktgebiets GASPOOL und des niederländischen Marktgebiets TTF

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

- Antragstellerin zu 1 -

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

- Antragstellerin zu 2 -

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

am 17.04.2019 beschlossen:

- 1.) Der Projektvorschlag (Anlage 1 dieses Beschlusses) für ein Projekt für neu zu schaffende Gastransportkapazität betreffend die Grenze zwischen dem deutschen Marktgebiet GASPOOL und dem niederländischen Marktgebiet TTF und bezogen auf die Schaffung des neuen Kopplungspunkts „Knock“ wird genehmigt.
- 2.) Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459 werden die Mengen an neu zu schaffender Ausspeisekapazität des Kopplungspunktes „Knock“ nur in den Jahren in die Berechnung des Barwertes der verbindlichen Zusagen der Netznutzer einfließen, in denen im jeweiligen Gaswirtschaftsjahr sowohl Ausspeisekapazitäten des Kopplungspunktes „Bunde“ (GASCADE Gastransport GmbH; EIC: 21Z000000000074Q) als auch des Kopplungspunktes „Oude Statenziji H“ (Gasunie Deutschland Transport Services GmbH; EIC: 21Z000000000076M)
  - a) angeboten und
  - b) mit einem Auktionsaufschlag verkauft oder vollständig verkauft worden sind.

Die Anlage 2 dieses Beschlusses enthält eine entsprechende schematische Darstellung.

- 3.) Den Antragstellerinnen wird aufgegeben, im Rahmen der Veröffentlichung nach Art. 28 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/459 sowie darüber hinaus im Rahmen der Veröffentlichungen und Auktionen auf der verwendeten Kapazitätsbuchungsplattform auf die Regelungen des Tenors zu 2.) hinzuweisen.
- 4.) Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## Gründe

### I.

Das Verfahren betrifft die Genehmigung eines Projektvorschlags 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 bezieht sich auf die deutsch-niederländische Grenze und sieht die Schaffung eines neuen Kopplungspunktes vor.

Das deutsche Marktgebiet GASPOOL ist mit dem niederländischen Einspeise-Ausspeisesystemen der Gasunie Transport Services B.V. (im Weiteren: GTS) mit Zugang zum virtuellen Handelspunkt Title Transfer Facility (im Weiteren: TTF) über zwei Kopplungspunkte verbunden. Dabei handelt sich um „Bunde“ (EIC: 21Z000000000074Q), betrieben durch die Antragstellerin zu 2, sowie „Oude Statenzijl H“ (EIC: 21Z000000000076M), betrieben durch die Antragstellerin zu 1.

Folgende Kapazitäten sind derzeit in Flussrichtung GASPOOL zu TTF technisch verfügbar: Die Antragstellerinnen können aggregiert 14.519.680 kWh/h/a feste, frei zuordenbare Ausspeisekapazität (FZK) an den vorgenannten Kopplungspunkten anbieten. Die GTS kann 17.872.764 kWh/h/a Einspeisekapazität vermarkten (vgl. Tabelle 1).

Fernleitungsnetzbetreiber	Kapazitätstyp (Kapazitätsprodukt; Flussrichtung)	TVK (kWh/h/a)
GUD (Antragstellerin zu 1)	Ausspeisekapazität (FZK; GASPOOL → TTF)	2.100.000
Gascade (Antragstellerin zu 2)	Ausspeisekapazität (FZK; GASPOOL → TTF)	12.419.680
GTS	Einspeisekapazität (FZK; GASPOOL → TTF)	17.872.764

**Tabelle 1: Derzeit technisch verfügbare Kapazitäten**

#### *(1) Unverbindliche Marktnachfragen*

Vom 06.04.2017 bis 01.06.2017 gab die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber e.V. namens der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber allen Netznutzern die Gelegenheit, unverbindliche Kapazitätsnachfragen bezogen auf die 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. In ähnlicher Weise verfuhr der niederländische Fernleitungsnetzbetreiber GTS.

Im Rahmen dieser unverbindlichen Marktnachfrage erhielten die Antragstellerinnen für die hier maßgebliche Marktraumgrenze folgende Nachfrage:

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

**Tabelle 2: Eingegangene Marktnachfragen**

Die unverbindliche Nachfrage war mit dem Hinweis versehen, dass die angefragten Ausspeisekapazitäten in Höhe von bis zu 11.872.146 kWh/h über die technisch verfügbaren Kapazitäten der beiden bestehenden Kopplungspunkte hinausgehen sollen. Die Nachfrage richtete sich mithin zum einen auf die noch nicht kontrahierte Bestandskapazität und zum anderen auf neu zu schaffende Kapazität in der oben bezeichneten Höhe.

### *(2) Analyse der Marktnachfragen*

In dem am 27.07.2017 veröffentlichten Bericht über die Marktnachfrageanalyse kündigten die Antragstellerinnen die Einleitung eines Projektes an.

[https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Marktnachfrageberichte\\_auf\\_Basis\\_unverbindlicher\\_Marktnachfragen/2017\\_07\\_27\\_MDAR\\_GASPOOL-NL\\_DE.pdf](https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Marktnachfrageberichte_auf_Basis_unverbindlicher_Marktnachfragen/2017_07_27_MDAR_GASPOOL-NL_DE.pdf)

Link mit Stand vom 23.01.2019

Die Analyse beschränkte sich auf die nachgefragte Transportrichtung und das in der Nachfrage spezifizierte Kapazitätsprodukt. Da im Gaspool Marktgebiet nur dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) angefragt wurden, haben die FNB die gesamte vermarktete technische Kapazität und sämtliche gebuchten Kapazitäten in der Analyse berücksichtigt.

### *(3) Planungsphase und Konsultation*

Im Anschluss an die Marktanalyse führten die Antragstellerinnen und die GTS technische Studien durch, um die technische Machbarkeit zu prüfen und einen der Marktnachfrage entsprechenden Ausbauplan zu entwerfen. Die Ergebnisse stellten Sie in einem Entwurf des Projektvorschlags bis zum 19.10.2017 zur Konsultation.

[https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Konsultation/2017-10-19\\_Konsultation\\_GP-TTF\\_final\\_DE.pdf](https://www.fnb-gas-capacity.de/fileadmin/files/Konsultation/2017-10-19_Konsultation_GP-TTF_final_DE.pdf)

Link mit Stand vom 23.01.2019

In dem Entwurf wurden zwei Ausbaumaßnahmen empfohlen, die zu einer Erhöhung der technisch verfügbaren Kapazität an der hier maßgeblichen Marktgebietsgrenze um 7.300.000 kWh/h bzw. 11.900.000 kWh/h führen würden. Die Bereitstellung der neu zu schaffenden Kapazitäten würde über einen neu zu errichtenden, von der Antragstellerin zu 1. zu betreibenden Kopplungspunkt „Knock“ erfolgen, welcher sich geographisch in der Nähe des Einspeisepunktes Emden EPT (Marktgebietsgrenze zu Norwegen) befinden würde. Eine Alternative über das Transportnetz der Antragstellerin zu 2. sei mit höheren Investitionen verbunden, eine Transportroute über das Marktgebiet NetConnect Germany lasse sich ohne feststehendes Kapazitätsmodell des deutschlandweiten Marktgebiets nicht berechnen.

Der neu zu schaffende Netzkoppelpunkt „Knock“ wird im Antrag der GTS als ein neu zu schaffender Verbindungspunkt im Raum Emden bezeichnet.

Die vorgeschlagene Variante erweise sich jedenfalls als außerordentlich preisgünstig. Diese Maßnahmen hätten nach dem Projektentwurf in folgenden Angebotslevels resultiert, die alle Kopplungspunkte der Marktgebietsgrenze umfassen. Die tabellarische Darstellung verzichtete auf eine Differenzierung nach Kapazitätsprodukten:

Angebotslevel I				
Von	Bis	Freie Bestandskapazitäten unter Berücksichtigung Einer Reservierungsquote von 20%; kWh/h	Neu zu schaffende Kapazität – Angebotslevel I, unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20%, kWh/h	Aggregiertes Angebotslevel I über alle relevanten Kopplungspunkte und geeigneten Kapazitätsprodukte; kWh/h
01.10.2025	30.09.2033	2.534.691	5.840.000	8.374.691
01.10.2033	30.09.2034	10.479.115	5.840.000	16.319.115
01.10.2034	30.09.2040	11.772.544	5.840.000	17.612.544

**Tabelle 3: Angebotslevel I gemäß konsultiertem Projektvorschlag vom 19.10.2017**

Angebotslevel II				
Von	Bis	Freie Bestandskapazitäten unter Berücksichtigung Einer Reservierungsquote von 20%; kWh/h	Neu zu schaffende Kapazität – Angebotslevel II, unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20%, kWh/h	Aggregiertes Angebotslevel II über alle relevanten Kopplungspunkte und geeigneten Kapazitätsprodukte; kWh/h
01.10.2025	30.09.2033	2.534.691	9.520.000	12.054.691
01.10.2033	30.09.2034	10.479.115	9.520.000	19.999.115
01.10.2034	30.09.2040	11.772.544	9.520.000	21.292.544

**Tabelle 4: Angebotslevel II gemäß konsultiertem Projektvorschlag vom 19.10.2017**

Die technische Studie enthielt noch Ausbaumaßnahmen, die seit der Bestätigung des Szenariorahmens und des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2018/2028 nicht mehr von der Umsetzung des Projektvorschlags abhängig sind. Die in der Studie aufgeführten Kosten sind daher überholt.

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 24.01.2019

Unter anderem beanstandete sie, dass ihre Nachfrage für die Marktgebietsgrenze GASPOOL zu TTF nicht in einem Projekt zusammengefasst werde mit ihren Nachfragen bezogen auf Einspeisepunkte aus der Russischen Föderation. Die Trennung verhindere eine gemeinsame Wirtschaftlichkeitsprüfung, die sie (GPE) jedoch für sachgerecht halte.

#### *(4) Weiterer Austausch mit Regulierungsbehörden*

Die niederländische Regulierungsbehörde (Authority for Consumers and Markets; im Weiteren: ACM) äußerte im Dezember Bedenken hinsichtlich des Projektentwurfs. Das Projekt, die enthaltenen Angebotslevels (Tabellen 3 und 4) und die Wirtschaftlichkeitsprüfung dürften sich, da die Schaffung eines neuen Kopplungspunktes vorgesehen sei, ausschließlich auf diesen Kopplungspunkt beziehen. Andere Kopplungspunkte der Marktgebietsgrenze, auch solche, an denen geeignete Kapazität angeboten werde, seien im Projektvorschlag auszublenden. Die Beschlusskammer wies darauf hin, dass ein effizienter, bedarfsgerechter Netzausbau unter diesen Umständen nicht gewährleistet sei. Die Anpassung der Angebotslevels sei zwar möglich, es wurden sich jedoch Regelungen für die deutsche Seite vorbehalten, die den vorgenannten Aspekten Rechnung tragen.

#### *(5) Endgültiger Projektantrag*

Mit Schreiben vom 15.02.2019, gleichentags eingegangen bei der Beschlusskammer, haben die Antragstellerinnen der Beschlusskammer ihren Projektvorschlag mit den 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. 1,25 Millionen Euro für das Angebotslevel 1 und 5,2 Millionen Euro für das Angebotslevel 2 beziffert. 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 2018-2028 (vorgelegt durch die FNB am 01.04.2018), konnten die Antragstellerinnen die für das Verfahren nach Incremental relevanten Ausbaumaßnahmen nicht unmittelbar abgrenzen.

Ein korrespondierender Antrag der GTS ist bei der ACM am 15.02.2019 eingegangen. Der Projektvorschlag enthält insbesondere die folgenden Informationen:

1. Eine Aufstellung des geplanten Angebots gebündelter Jahreskapazitätsprodukte des gegebenenfalls neu zu schaffenden Kopplungspunktes „Knock“:

Anzubietende Produkte	Angebotslevel 1	Angebotslevel 2
	neue Kapazität (DZK Gasunie mit FZK GTS)	neue Kapazität (DZK Gasunie mit FZK GTS)
GWJ 25/26	5.840.000	9.520.000
GWJ 26/27	5.840.000	9.520.000
GWJ 27/28	5.840.000	9.520.000
GWJ 28/29	5.840.000	9.520.000
GWJ 29/30	5.840.000	9.520.000
GWJ 30/31	5.840.000	9.520.000
GWJ 31/32	5.840.000	9.520.000
GWJ 32/33	5.840.000	9.520.000
GWJ 33/34	5.840.000	9.520.000
GWJ 34/35	5.840.000	9.520.000
GWJ 35/36	5.840.000	9.520.000
GWJ 36/37	5.840.000	9.520.000
GWJ 37/38	5.840.000	9.520.000
GWJ 38/39	5.840.000	9.520.000
GWJ 39/40	5.840.000	9.520.000

Tabelle 5: Abgestimmte Angebotslevel IP „Knock“

Für die Kopplungspunkte „Bunde“ und „Oude Statenzijl H“ wird eine vom Projekt unabhängige Vermarktung der Kapazitäten in Aussicht gestellt.

2. auf das Projekt bezogene ergänzende Geschäftsbedingungen;
3. einen Zeitplan für die Umsetzung;
4. folgende Informationen und Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung
  - a. Art. 25 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: den geschätzten Referenzpreis für ein FZK-Produkt in Höhe von 3,97 €/kWh/h/a (DZK-Abschlag von 5 %, so dass effektiv ein Referenzpreis in Höhe von 3,7715 €/kWh/h/a vorgeschlagen wird).
  - b. Art. 22 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: den **Barwert der für die Berechnung unterstellten Zusagen der Netznutzer** für den Abschluss von Kapazitätsverträgen, wobei ein Mindestaufschlag nicht zur Anwendung kommen solle. Aus den als Anlage 3a und 3b zum Projektvorschlag beigefügten Berechnungs-Tool ergibt sich ein Barwert in Verbindung mit der im jeweiligen Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität:
    - i. Vermarktung Angebotslevel 1: 159.176.078,20 €
    - ii. Vermarktung Angebotslevel 2: 222.885.413,50 €
  - c. Art. 22 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/459: den **Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse oder der Zielerlöse** des

Fernleitungsnetzbetreibers in Verbindung mit der im jeweiligen Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität:

- i. Vermarktung Bestandskapazität: 0 €
  - ii. Vermarktung Angebotslevel 1: 2.173.439,37 €
  - iii. Vermarktung Angebotslevel 2: 14.977.323,29 €
- d. Art. 22 Abs. 1 lit. c) der Verordnung (EU) 2017/459: den f-Faktor der in Höhe von 0,67 (Angebotslevel 1) und 0,63 (Angebotslevel 2).

Die Antragstellerinnen haben, um einen effizienten Netzausbau zu gewährleisten, in ihrem Projektantrag vorgeschlagen, im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsprüfung zu berücksichtigen, in welchem Umfang Kapazität der Kopplungspunkte „Bunde“ und „Oude Statenzijl H“ gebucht wurde. Allerdings sollen nach dem Vorschlag auch Mengen an neu zu schaffender Kapazität für die Jahre in die Barwertberechnung einfließen, in denen keine Bestandskapazität angeboten wird.

Wegen der Einzelheiten des Projektvorschlages, insbesondere zur Herleitung des Barwerts und des f-Faktors, wird auf den Projektvorschlag (Anlage des dieses Beschlusses) Bezug genommen.

(6) Während des gesamten Verfahrens haben sich die Bundesnetzagentur und die niederländische Regulierungsbehörde ausgetauscht und abgestimmt. Die Bundesnetzagentur hat die Landesregulierungsbehörden Niedersachsen und Hessen und das Bundeskartellamt am 29.03.2019 über das Verfahren informiert und Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Die Beschlusskammer hat den Antragstellerinnen jeweils mit Schreiben vom 29.03.2019 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Antragstellerinnen haben jeweils mit Schreiben vom 04.04.2019 inhaltlich übereinstimmend Stellung genommen. Sie begrüßen zunächst die Genehmigung des Projektantrags, wenden sich jedoch gegen die in Ziffer 2 a.) des Tenors enthaltene Maßgabe, dass mögliche Buchungen von inkrementeller Kapazität ab dem GWJ 2035/2036 nicht in den Wirtschaftlichkeitstest einfließen. Dies sei nicht sachgerecht, da auch diese Buchungen ebenso wie die Buchungen in den voraus gehenden GWJ (2025/2026 bis 2033/2034) zur Wirtschaftlichkeit des Projekts beitragen.

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

## II.

Der Projektvorschlag der Antragstellerinnen für ein Projekt für neu zu schaffende Gastransportkapazität konnte einschließlich Parameter der Wirtschaftlichkeitsprüfung genehmigt werden (Tenor zu 1.). Die formellen und materiellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor. Die Erteilung der Genehmigung war jedoch nur unter den Maßgaben gemäß Tenor zu 2. und zu 3. möglich.

### 1. **Rechtsgrundlage**

Die Genehmigung des Projektvorschlags einschließlich der Parameter der Wirtschaftlichkeitsprüfung (Tenor zu 1.) 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. 25 Abs. 1, 28 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459. Nach § 56 EnWG wird die Bundesnetzagentur beim Vollzug dieser europäischen Verordnungen tätig. Gemäß Art. 28 Abs. 1 und 2 und 25 der Verordnung (EU) 2017/459 hat die nationale Regulierungsbehörde über den zur Genehmigung vorgelegten Projektvorschlag einschließlich der Informationen zur Wirtschaftlichkeitsprüfung in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde des benachbarten Mitgliedsstaats zu entscheiden.

Die Maßgaben nach Tenor zu 2. und 3. beruhen auf § 36 VwVfG.

### 2. **Formelle Genehmigungsvoraussetzungen**

Die formellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor.

#### 2.1. **Zuständigkeit**

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

#### 2.2. **Form des Antrags**

Der Antrag ist formgerecht gestellt worden. Im Projektvorschlag sind alle nach Art. 28 Abs. 1 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 erforderlichen Informationen enthalten.

#### 2.3. **Antragsfrist**

Der Antrag ist rechtzeitig gestellt worden. Zwar ist nach Art. 28 Abs. 2 und 3 der Verordnung (EU) 2017/459 vorgesehen, das Genehmigungsverfahren acht Monate vor der maßgeblichen Auktion für Jahreskapazität zu beginnen. Daraus folgt jedoch keine Ausschlussfrist; der am 15.02.2018 eingegangene Antrag konnte daher in der Sache beschieden werden.

## **2.4. Anhörung**

Den Antragstellerinnen ist gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 67 Abs. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

## **2.5. Beteiligung weiterer Behörden**

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

Gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 hat die Bundesnetzagentur sich vor und während des Verfahrens mit der niederländischen Regulierungsbehörde ausgetauscht und die vorliegende Genehmigungsentscheidung mit ihr abgestimmt.

Gemäß § 56 Abs. 1 S. 3 i.V.m. 55 Abs. 1, 58 Abs. 1 S. 2 EnWG sind das Bundeskartellamt sowie die Regulierungskammern Hessens und Niedersachsens, in deren Gebiet die Antragstellerinnen ihren Sitz haben, über die Einleitung und den Abschluss des Verfahrens informiert und ihnen Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben worden.

## **3. Materielle Genehmigungsvoraussetzungen**

Der Projektvorschlag konnte gemäß Art. 28 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 genehmigt werden (Tenor zu 1.)), jedoch unter den in Tenor zu 2. und zu 3. genannten Maßgaben. Die materiellen Genehmigungsvoraussetzungen liegen vor. Die Entscheidung erfolgt unter Würdigung der in Art. 28 Abs. 1 Verordnung (EU) 2017/459 benannten Aspekte des Projektvorschlags:

- Art. 28 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459: alle Angebotslevel, die die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität an den jeweiligen Kopplungspunkten aufgrund der in Art. 27 Abs. 3 Verordnung (EU) 2017/459 und in Art. 26 Verordnung (EU) 2017/459 vorgesehenen Verfahren widerspiegeln (hierzu unter **3.1**);
- Art. 28 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/459: die auf das Projekt bezogenen allgemeinen Geschäftsbedingungen (hierzu unter **3.2**);
- Art. 28 Abs. 1 lit. c) Verordnung (EU) 2017/459: die Zeitpläne für das Projekt, einschließlich etwaiger Änderungen seit der Konsultation, sowie die Maßnahmen zur Vermeidung von Verzögerungen und zur Verringerung der Auswirkungen (hierzu unter **3.3**);
- Art. 28 Abs. 1 lit. d) Verordnung (EU) 2017/459: die in Art. 22 Abs. 1 Verordnung (EU) 2017/459 definierten Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung (hierzu unter **3.4**);
- Art. 28 Abs. 1 lit. e) der Verordnung (EU) 2017/459: Angaben, ob es erforderlich ist, den Vermarktungszeitraum gem. Art. 30 Verordnung (EU) 2017/459 zu verlängern (hierzu unter **3.5**);
- Art. 28 Abs. 1 lit. f) der Verordnung (EU) 2017/459: ein gegebenenfalls vorgeschlagener alternativer Zuweisungsmechanismus samt Begründung (hierzu unter **3.6**);

- Art. 28 Abs. 1 lit. g) der Verordnung (EU) 2017/459: falls ein Festpreisansatz für das Projekt für neu zu schaffende Kapazitäten verfolgt wird, dessen Elemente gem. der Beschreibung in Art. 24 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/460 (hierzu unter 3.7).

Die Beschlusskammer hat bei ihrer Entscheidung darüber hinaus die Ziele und Zwecke des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität sowie die maßgeblichen Berücksichtigungsgebote beachtet (hierzu unter 3.8).

### **3.1. Angebotslevel (Art. 28 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459)**

Der Projektvorschlag konnte hinsichtlich der enthaltenen Angebotslevel 1 und 2 genehmigt werden. Die gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 vorgelegten Angebotslevel sind den regulatorischen Anforderungen entsprechend erstellt (hierzu unter Abschnitt 3.1.1.) und spiegeln die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität wider (hierzu unter Abschnitt 3.1.2.).

Als Angebotslevel wird die Summe aus verfügbarer Bestandskapazität und neu zu schaffender Kapazität eines Kopplungspunktes bezeichnet (Art. 3 Nr. 5 der Verordnung (EU) 2017/459). Der Betrag der neu zu schaffenden Kapazität resultiert aus dem konkreten Ausbauvorhaben, das mit dem jeweiligen Angebotslevel verknüpft ist. Dem Wunsch der niederländischen Regulierungsbehörde entsprechend beziehen sich Projektvorschlag und Angebotslevels ausschließlich auf den neuen Kopplungspunkt „Knock“; die Angebotslevels erschöpfen sich daher in neu zu schaffenden Kapazitäten. Bestandskapazitäten der beiden vorhandenen Kopplungspunkte „Bunde“ und „Oude Stanzijl H“ sollen somit losgelöst von dem Projekt angeboten und zugewiesen werden. Die erforderliche Berücksichtigung der Bestandskapazitäten in der Wirtschaftlichkeitsprüfung wird über die Vorgabe des Tenors zu 2) sichergestellt (vgl. hierzu Abschnitt 4).

Der Projektvorschlag enthält zwei Angebotslevels mit verschiedenen umfangreichen Ausbauvorhaben. Der Zuweisungsmethodik gemäß Art. 8 Abs. 2 S. 2 und 4, Art. 17 Abs. 20 i.V.m. Art. 22 Abs. 3, Art. 29 Abs. 1 und 2 der Verordnung (EU) 2017/459 entsprechend sollen zeitgleiche Auktionen für beide Angebotslevels durchgeführt werden. Ein jedes Angebotslevel - und damit das entsprechende Ausbauvorhaben - ist gemäß Art. 22 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/459 einer Wirtschaftlichkeitsprüfung zu unterziehen. Dabei werden die Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer im Rahmen des Auktionsverfahrens zu einem vorbestimmten Anteil der Kosten des Ausbauvorhabens in Relation gesetzt. Kapazität darf den Auktionsergebnissen eines Angebotslevels entsprechend nur zugewiesen werden, wenn das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung auf beiden Seiten des Kopplungspunktes positiv ist (siehe Art. 22 Abs. 3 S. 1 der Verordnung (EU) 2017/459). Anderenfalls sind die Auktionen dieses Angebotslevels ohne Relevanz und Kapazitätszuweisung wie Netzausbau haben zu unterbleiben. Führen die Wirtschaftlichkeitsprüfungen mehr als eines Angebotslevels zu einem

positiven Ergebnis, so bildet das Angebotslevel mit der größeren Kapazitätsmenge (hier: Angebotslevel 2) die Grundlage für Zuweisung und Netzausbau (siehe Art. 22 Abs. 3 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/459). Führt keines der Angebotslevels zu einem positiven Ergebnis, ist das Verfahren für neu zu schaffende Kapazität zu beenden (siehe Art. 22 Abs. 3 S. 3 der Verordnung (EU) 2017/459).

Die Angebotslevel 1 und 2 unterliegen nach Art. 8 Abs. 2 i.V.m. Art. 28 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 einem Genehmigungsvorbehalt, die Anwendung der soeben beschriebenen Zuweisungsmethodik folgt unmittelbar aus dieser Verordnung.

### 3.1.1. Angebotslevel: Ermittlung der anzubietenden gebündelten Kapazitätsprodukte

Die vorgelegten, abgestimmten Angebotslevels 1 und 2 entsprechen den rechtlichen Anforderungen. Die Antragstellerinnen haben - in Abstimmung mit der GTS – die nach Art. 29 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 anzubietenden gebündelten Kapazitätsprodukte ermittelt. Den Angebotsleveln 1 und 2 liegen die Vorgaben des Art. 11 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/459 zugrunde. Danach gilt grundsätzlich:

$$[\text{Anzubietende Kapazität}] = A - B - C + D + E - F$$

Dabei gilt:

- A ist die technische Kapazität des Fernleitungsnetzbetreibers für jedes der Standardkapazitätsprodukte;
- B ist bei jährlichen Auktionen für Jahreskapazität, bei denen Kapazität für die nächsten fünf Jahre angeboten wird, die Menge an technischer Kapazität (A), die gemäß Art. 8 Abs. 7 zurückgehalten wird; ist bei jährlichen Auktionen für Jahreskapazität, bei denen Kapazität für die Zeit nach den ersten fünf Jahren angeboten wird, die Menge an technischer Kapazität (A), die gemäß Art. 8 Abs. 7 zurückgehalten wird;
- C ist die zuvor verkaufte technische Kapazität, bereinigt um die Kapazität, die gemäß den geltenden Verfahren für das Engpassmanagement erneut angeboten wird;
- D ist die für das jeweilige Jahr gegebenenfalls vorhandene zusätzliche Kapazität;
- E ist die für das jeweilige Jahr gegebenenfalls neu zu schaffende Kapazität, die in einem Angebotslevel enthalten ist;
- F ist die gegebenenfalls vorhandene Menge an neu zu schaffender Kapazität (E), die gemäß Art. 8 Abs. 8 und 9 zurückgehalten wird.

Aufgrund der Schaffung eines neuen Kopplungspunktes und der Vermarktung außerhalb eines virtuellen Kopplungspunktes lautet die Formel hier:

$$[\text{Anzubietende Kapazität}] = E - F$$

Auf deutscher Seite führte das Ausbauvorhaben des Angebotslevels 1 in sämtlichen Gaswirtschaftsjahren zu neuer, dynamisch zuordenbarer Ausspeisekapazität in Höhe von 7.300.000 kWh/h („E“ im Sinne des Art. 11 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/459); das Vorhaben des Angebotslevels 2 führte zu 11.900.000 kWh/h. Auf niederländischer Seite sind korrespondierende, abgestimmte Beträge fester, frei zuordenbarer Einspeisekapazität vorgesehen, die eine gebündelte Vermarktung erlauben.

Mit Beschluss zur Anpassung von Kapazitätsregelungen im Gassektor (Beschluss vom 14.08.2015, Az. BK7-15-001) hat die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur gemäß Art. 8 Abs. 9 der Verordnung (EU) 2017/459 den zurückzuhaltender Anteil neu zu schaffender Kapazität für die deutschen Seiten aller Kopplungspunkte auf zwanzig Prozent festgelegt. Dieser Anteil geht über die in Art. 8 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2017/459 bestimmte Mindestquote von zehn Prozent hinaus. In entsprechender Anwendung des Art. 8 Abs. 7 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 ist eine Hälfte dieser Kapazität frühestens in der jährlichen Auktion für Jahreskapazität anzubieten, die nach dem Auktionskalender während des fünften Gasjahres vor dem Beginn des maßgeblichen Gasjahres stattfindet. Die andere Hälfte ist gemäß Art. 8 Abs. 7 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/459 frühestens in der jährlichen Auktion für Quartalskapazität anzubieten. Wegen des geplanten Beginns der betrieblichen Nutzung zum Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 sind in der Jahresauktion vom 01.07.2019 keine Kapazitäten von der Regelung des Art. 8 Abs. 7 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 betroffen; es bleibt daher effektiv bei dem Anteil von zwanzig Prozent.

Die niederländische Regulierungsbehörde hat eine Reservierungsquote von zehn Prozent für neu zu schaffende Kapazität bestimmt (vgl. Beschluss vom 19.07.2018, Az. ACM/17/031359). Aufgrund des Bündelungsgebots wirkt der für die deutsche Seite festgelegte, zwanzigprozentige Anteil limitierend für das Angebot gebündelter Jahreskapazitätsprodukte („F“ im Sinne des Art. 11 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2017/459).

	Angebotslevel 1			Angebotslevel 2		
	E (i.S.d. Art. 11 Abs. 6)	F (i.S.d. Art. 11 Abs. 6)	Gebündeltes Kapazitätsprodukt (DZK Gasunie mit FZK GTS)	E (i.S.d. Art. 11 Abs. 6)	F (i.S.d. Art. 11 Abs. 6)	Gebündeltes Kapazitätsprodukt (DZK Gasunie mit FZK GTS)
GWJ 25/26	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 26/27	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 27/28	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 28/29	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 29/30	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 30/31	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 31/32	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 32/33	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 33/34	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 34/35	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 35/36	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 36/37	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 37/38	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 38/39	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000
GWJ 39/40	7.300.000	1.460.000	5.840.000	11.900.000	2.380.000	9.520.000

**Tabelle 6: Ermittlung der Angebotslevels**

Diese abgestimmten Angebotslevels sind unter Berücksichtigung des zulässigen Vermarktungszeitraums erstellt. Gemäß Art. 11 Abs. 3 S. 1 Verordnung (EU) 2017/459 dürfen Angebotslevel für Jahreskapazität, sollte neu zu schaffende Kapazität angeboten werden, einen

Zeitraum von maximal 15 Jahren nach dem Beginn der betrieblichen Nutzung umfassen. Die Inbetriebnahme ist im Zeitplan des Projektvorschlags mit Wirkung zum Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 vorgesehen. Folglich dürfen die gebündelten Kapazitätsprodukte bis einschließlich des Gasjahres 2039/2040 angeboten werden.

### **3.1.2. Angebotslevel - Widerspiegeln der Marktnachfrage**

Die Angebotslevels 1 und 2 spiegeln die Bandbreite der voraussichtlichen Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität wider.

Gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 haben die abgestimmten Angebotslevel eines Projektvorschlags der im Verfahren gemäß Art. 26 und 27 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/459 ermittelten voraussichtlichen Nachfrage Rechnung zu tragen. Hierdurch wird sichergestellt, dass das Projekt einen auf die konkreten Nachfragen der Netznutzer gestützten spezifischen Netzausbau ermöglicht.

Die in **Tabelle 6** aufgeführten Kapazitätsbeträge erfüllen diese Anforderungen, weil die unverbindliche Nachfrage, dargestellt in **Tabelle 2**, vollständig bedient werden könnte. Nach Ansicht der Beschlusskammer ist dabei unerheblich, ob die gesamte Kapazität bereits im Zeitpunkt der Auktion für Jahreskapazität am 02.07.2019 kontrahiert werden kann. Vielmehr genügt es, wenn die von Netznutzern angefragte Transportkapazität für die jeweiligen Gaswirtschaftsjahre technisch verfügbar gemacht wird. Soweit Anteile der Kapazitäten nach den zuvor geschilderten Grundsätzen zurückzuhalten sind, steht dies einem Widerspiegeln der Nachfrage daher nicht entgegen.

### **3.2. Allgemeine Geschäftsbedingungen (Art. 28 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/459)**

Die Genehmigung konnte auch mit Blick auf die geplante Verwendung der projektbezogenen ergänzenden Geschäftsbedingungen erfolgen. Diese sind mit den regulatorischen Vorgaben vereinbar.

Gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 haben die Antragstellerinnen als Teil des Projektvorschlags die allgemeinen Geschäftsbedingungen vorzulegen, „[...] die ein Netznutzer akzeptieren muss, um während des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazität an der verbindlichen Kapazitätszuweisungsphase teilnehmen und Zugang zu Kapazität erhalten zu können, einschließlich etwaiger von Netznutzern zu stellende[r] Sicherheiten, und Angaben dazu, wie etwaige Verzögerungen bei der Kapazitätsbereitstellung oder eine Störung des Projekts vertraglich geregelt sind [...]“.

Die Beschlusskammer hat sich, dem Sinn und Zweck der vorstehenden Regelung entsprechend, sachlich auf eine Prüfung der „Ergänzende[n] Geschäftsbedingungen der Gasunie Deutschland Transportservices GmbH für neu zu schaffende Kapazität ab dem

01.10.2022" (im Weiteren: EGB) beschränkt. Nicht Gegenstand der Genehmigung sind daher jene Bedingungen, die ohnehin beim regulären Angebot von Bestandskapazität zu akzeptieren sind, d.h. insbesondere Anlage 1 der *Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen*.

Inhaltlich sind die EGB - gemessen an den Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 – nicht zu beanstanden. Gegenüber der in der Planungsphase konsultierten Fassung sind in § 2 EGB Klauseln entfallen, die die Wirksamkeit der Transportverträge an weitere Bedingungen geknüpft haben. Eine Prüfung war insoweit entbehrlich.

Vgl. die Veröffentlichung unter:  
<https://www.fnb-gas-capacity.de/en/consultation/>  
Link mit Stand vom: 28.01.2019

In § 4 EGB sind Regelungen zu den rechtlichen Folgen von Verzögerungen oder Störungen des Projekts enthalten. Diese sehen eine gewisse Entkopplung der korrespondierenden Ein- und Ausspeiseverträgen vor, die gemäß Art. 3 Nr. 12, Art. 19 Nr. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 zu einem gebündelten Kapazitätsprodukt zusammengefasst sind. Rechte und Pflichten aus dem Transportvertrag mit der Antragstellerin zu 1 sollen danach fortgelten können, auch wenn Rechte und Pflichten aus dem korrespondierenden Transportvertrag entfallen. Darüber hinaus verpflichten sich Netznutzer, zukünftig gegebenenfalls weitere Buchungen vorzunehmen.

Diese Klauseln sind im Lichte des Erwägungsgrundes 11 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 nicht zu beanstanden. Danach soll verhindert werden, dass „gefangene“ Kunden den wirtschaftlichen Risiken des Projekts ausgesetzt werden. Dieses Ziel wird durch die in Rede stehenden Klauseln gefördert, weil die von Netznutzern eingegangenen Zahlungsverpflichtungen nur unter verschärften Bedingungen entfallen beziehungsweise durch Nachbuchungen substituiert werden. Insbesondere schließt die Antragstellerin zu 1 hiermit den Wegfall von Zahlungsverbindlichkeiten durch Umstände aus, die im angrenzenden Einspeise-Ausspeisesystem gründen und auf die sie keinen Einfluss hat. Ohne diese Klauseln bestünde die Gefahr, dass ein Projekt aufgrund verbindlicher Zusagen als wirtschaftlich gilt und initiiert wird, die Zahlungsverpflichtungen später jedoch entfallen und „gefangene“ Kunden die Kosten des Ausbaus zu tragen haben.

Den Klauseln stehen auch Sinn und Zweck des Art. 19 der Verordnung (EU) 2017/459 nicht entgegen. Danach soll Kapazität gebündelt zugewiesen und nachträglich nicht separiert werden. Dieser Zweck kann sich über den „effet utile“-Grundsatz auf Vertragsgestaltung und Vertragsauslegung auswirken und einen Gleichlauf der Verträge verlangen. Die EGB betreffen hier mit Störungen und Verzögerungen jedoch insbesondere Fälle, in denen die korrespondierende Kapazität des gebündelten Kapazitätsprodukts gerade nicht zur Verfügung steht. Dann besteht auch nicht die Gefahr, dass Kapazitäten beider Seiten eines Kopplungspunktes getrennt voneinander vermarktet oder gehandelt werden.

### **3.3. Zeitplan (Art. 28 Abs. 1 lit. c) der Verordnung (EU) 2017/459)**

Der vorgelegte Zeitplan wird genehmigt. Nach diesem soll die neue Kapazität zum Gaswirtschaftsjahr 2025 in Betrieb genommen werden.

Gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. c) Verordnung (EU) 2017/459 sind die Zeitpläne für das Projekt für neu zu schaffende Kapazität, einschließlich etwaiger Änderungen seit der in Art. 27 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/459 beschriebenen Konsultation, sowie die Maßnahmen zur Vermeidung von Verzögerungen und zur Verringerung der Auswirkungen von Verzögerungen, Genehmigungsgegenstand.

Der im Konsultationsdokument vorgelegte Zeitplan erstreckte sich lediglich auf den Zeitraum bis zur Jahresauktion in 2019.

Die Antragstellerinnen wurden aufgefordert, den Zeitplan bis zur technischer Realisierung und Inbetriebnahme des geplanten Projektes zu erweitern. Dieser Aufforderung sind die Antragstellerinnen mit Vorlage des Projektvorschlags nachgekommen. Die Planungs- und Bauzeit der erforderlichen Investitionen zur Bereitstellung der Kapazitäten am Netzkoppelungspunkt Knock wird von August 2023 bis zur planmäßigen Inbetriebnahme im Oktober 2025 mit insgesamt mind. 2 Jahren angesetzt. Dieser Zeitraum kann aus Erfahrungen aus der Umsetzung von Maßnahmen dieser Art und Größenordnung im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas unter regulär ablaufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren als realistisch angesehen werden.

Die GTS hat die Inbetriebnahme zum September 2025 vorgesehen.

Im Ergebnis können bei planmäßigem Ablauf der Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeit der als notwendig ermittelten Maßnahmen die neuen gebündelten Kapazitäten am Netzkoppelungspunkt Knock in der neuen Vermarktungszone Oude Statenzijl H zum vorgesehenen GWJ 2025/26 in Betrieb gehen.

### **3.4. Informationen und Parameter der Wirtschaftlichkeitsprüfung (Art. 25 Abs. 1 und 28 Abs. 1 lit. d) der Verordnung (EU) 2017/459)**

Die Genehmigung erstreckt sich auf die mit dem Projektantrag vorgelegten Parameter zur Wirtschaftlichkeitsprüfung.

Gemäß Art. 25 Abs. 1, 28 Abs. 1 lit. d) der Verordnung (EU) 2017/459 sind diese Informationen durch die Regulierungsbehörde zu genehmigen. Die Werte finden Eingang in die sogenannte Wirtschaftlichkeitsprüfung, die gemäß Art. 11 Abs. 10 der Verordnung (EU) 2017/459 innerhalb von zwei Geschäftstagen nach der Schließung der Gebotsrunde durch die Bundesnetzagentur (vgl. Beschluss vom 19.07.2017, Az. BK9-17/609) durchgeführt wird. Eine Wirtschaftlichkeitsprüfung erfolgt separat für jedes Angebotslevel (Art. 22 Abs. 3 S.1 Verordnung (EU) 2017/459). Die Prüfung soll die ökonomische Tragfähigkeit des Projektes sicherstellen und

verlangt daher, dass jene Netznutzer, die neu zu schaffende Kapazität nachfragen, die mit ihrer Nachfrage verbundenen finanziellen Risiken tragen (vgl. Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) 2017/459).

Gemäß Art. 22 Abs. 3 S.1 Verordnung (EU) 2017/459 wird ein Projekt nur weiterverfolgt, wenn die Wirtschaftlichkeitsprüfung eines Angebotslevels auf beiden Seiten des Kopplungspunktes zu einem positiven Ergebnis führt. Das ist nach Art. 22 Abs. 2 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 der Fall, wenn der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen (vereinfacht: die zusätzlichen Einnahmen) mindestens dem durch den f-Faktor definierten Anteil des Barwerts der geschätzten Erhöhung der zulässigen (Ziel-) Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber entspricht.

$$\sum_{j=1}^T \left[ \frac{1}{(1+i)^j} \times \{ (RP_j + AP_j + MP_j) \times NK_j + (AP_j + MP_j) \times \text{verf. BK}_j^{NK>0} \} \right] \geq \sum_{j=1}^H \frac{1}{(1+i)^j} \Delta EOG_j \times f$$

Dabei gilt:

i	Zinssatz zur Ermittlung des Barwerts
j	Index für das jeweilige Jahr
RP <sub>j</sub>	Referenzpreis für das Jahr j
AP <sub>j</sub>	Auktionsaufschlag im Jahr der Versteigerung für das Jahr j
MP <sub>j</sub>	obligatorischer Mindestaufschlag gem. Art. 33 Abs. 3 Verordnung (EU) 2017/460 für das Jahr j
NK <sub>j</sub>	neue Kapazität im Jahr j (für die Berechnung der Wirtschaftlichkeitsprüfung <u>im Vorfeld</u> der Auktion sind hier die je nach Angebotslevel in der Auktion voraussichtlich gebuchten neuen Kapazitäten einzutragen. <u>Nach der Auktion</u> sind die tatsächlich vermarkteten Kapazitäten einzutragen.)
verf. BK <sub>j</sub> <sup>NK&gt;0</sup>	verfügbare Bestandskapazität, die im Rahmen der Versteigerung der neuen Kapazitäten für das Jahr j zusammen mit der neuen Kapazität gebucht wurde; Bedingung: neue Kapazität muss > 0, also gebucht worden sein
ΔEOG <sub>j</sub>	Veränderung der EOG im Jahr j-
f	Der gem. Art. 23 Verordnung (EU) 2017/459 zu bestimmende f-Faktor
T	maximale Jahre, in denen die neue Kapazität angeboten werden darf
H	maximale Nutzungsdauer (Abschreibungsdauer) der Investition und des damit verbundenen Anstiegs der EOG

Für die Berechnung stellt die Bundesnetzagentur ein Tool auf ihrer Internetseite bereit:

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap_node.html)

Erläuterungen:

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/IncrementalCap/](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/IncrementalCap/)

Erlaeuterungen\_Kalkulationstool

Links mit Stand vom: 18.02.2019

Die vorstehende Wirtschaftlichkeitsprüfung berücksichtigt nur die Kapazitätsmengen am neu zu schaffenden Kopplungspunkt „Knock“. Bestandskapazitäten an den bereits betriebenen Kopplungspunkten „Bunde“ und „Oude Stanzijl H“ werden hingegen nicht berücksichtigt.

Die Vorschriften des Art. 22 der Verordnung (EU) 2017/459 lassen die notwendige Berücksichtigung der Buchung von Bestandskapazität nur für den Fall zu, dass Bestandskapazitäten und neu zu schaffende Kapazitäten an dem gleichen Kopplungspunkt angeboten werden (z.B. über einen virtuellen Kopplungspunkt). Für den im vorliegenden Projekt bestehenden Sonderfall, dass für die neu zu schaffende Kapazität ein eigener Kopplungspunkt errichtet werden soll, war daher zusätzlich die Vorgabe des Tenors zu 2) erforderlich, um die Buchung von Bestandskapazität berücksichtigen zu können (vgl. Abschnitt 4.). Um im Falle einer positiven Wirtschaftlichkeitsprüfung einen effizienten und bedarfsgerechten Netzausbau zu gewährleisten, sind daher die unter (2) dargestellten Modifikationen notwendig.

(1) Gemäß Art. 25 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 wird der für den Zeithorizont des ersten Angebots neu zu schaffender Kapazität geschätzte Referenzpreis in Höhe von 3,7715 €/kWh/a genehmigt.

Die Beschlusskammer überprüft den beantragten geschätzten Referenzpreis lediglich auf Plausibilität. Der beantragte Referenzpreis entspricht dem Wert des veröffentlichten deutschlandweiten Entgeltes des Jahres 2022 in Höhe von 3,97 €/kWh/a aus dem Beschlussentwurf der Festlegung BK9-18/610-NCG bzw. BK9-18/610-GP (REGENT-NCG/GP), versehen mit einem fünfprozentigen Abschlag, da die neu zu schaffenden Kapazitäten als bedingte verbindliche Kapazitäten ohne festen Zugang zum virtuellen Handlungspunkt angeboten werden. Für die Beschlusskammer stellt dies die bestmögliche Schätzung dar.

(2) Gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. a) der Verordnung (EU) 2017/459 ist der Barwert der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen zu genehmigen. Die Antragstellerinnen haben im Projektvorschlag im Hinblick auf den zu beantragenden Barwert angegeben, dass sich der Barwert nach intensiver Diskussion zwischen den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern über die Eingangsgrößen des Wirtschaftlichkeitstest im Vergleich zum Konsultationsdokument reduziert habe. Im Antrag wurde auf die Anlage 3a und 3b verwiesen.

In diesen Anlagen 3a und 3b wurde die Menge der verbindlich angefragten neu zu schaffenden Kapazität in kWh/h/a berücksichtigt. Da jedoch Bestandskapazitäten nach dem 2033/2034 nicht mehr vermarktet werden, sind diese in der Berechnung des Barwertes der verbindlichen Zusagen der Netznutzer für den Abschluss von Kapazitätsverträgen gemäß Tenor zu 2 a) nicht mehr zu berücksichtigen.

(3) Gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/459 wird der beantragte Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse oder Zielerlöse des Fernleitungsnetzbetreibers in Verbindung mit der im jeweiligen Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazität in Höhe von:

- Vermarktung Bestandskapazität: 0 €
- Vermarktung Angebotslevel 1: 2.173.439,37 €
- Vermarktung Angebotslevel 2: 14.977.323,29 €

genehmigt.

(4) Gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. c) der Verordnung (EU) 2017/459 wird der beantragte f-Faktor in Höhe von 0,67 (Angebotslevel 1) und 0,63 (Angebotslevel 2) genehmigt.

Die Beschlusskammer überprüft, ob der von den Antragstellerinnen beantragte f-Faktor plausibel hergeleitet wurde. Ist dies nicht der Fall, legt die Beschlusskammer den f-Faktor gemäß Art. 23 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459 abweichend vom Antrag fest.

Die Antragstellerinnen haben den beantragten f-Faktor sachgerecht und plausibel hergeleitet. Sie hat die nach Art. 23 Abs. 1 lit. a) bis d) der Verordnung (EU) 2017/459 zu berücksichtigenden Umstände angemessen abgewogen.

### **3.5. Verlängerung des Vermarktungszeitraum (Art. 28 Abs. 1 lit. e) Verordnung (EU) 2017/459)**

Eine Verlängerung des Vermarktungszeitraums gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. e) der Verordnung (EU) 2017/459 wurde nicht beantragt.

### **3.6. Alternativer Zuweisungsmechanismus (Art. 28 Abs. 1 lit. f) Verordnung (EU) 2017/459)**

Ein Alternativer Zuweisungsmechanismus gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. f) der Verordnung (EU) 2017/459 wurde nicht beantragt.

### **3.7. Festpreis (Art. 28 Abs. 1 lit. g) Verordnung (EU) 2017/459)**

Ein Festpreisansatz gemäß Art. 28 Abs. 1 lit. g) der Verordnung (EU) 2017/459 wurde nicht beantragt.

### 3.8. Berücksichtigungsgebote

Im Rahmen der Genehmigungsentscheidung hat die Beschlusskammer von ihrem Beurteilungs- und Gestaltungsspielraum pflichtgemäß Gebrauch gemacht. Bei der Entscheidung waren nach Art. 28 Abs. 2 Unterabs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 der Standpunkt der niederländischen Regulierungsbehörde (ACM), mögliche Auswirkungen des Projekts auf den Wettbewerb sowie das wirksame Funktionieren des Gasbinnenmarktes zu berücksichtigen. Nach Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) 2017/459 mussten zudem etwaige wirtschaftliche Risiken der Investitionen für gefangene Kunden abgewogen werden.

(1) Die Beschlusskammer hält den Projektvorschlag trotz der Einwände der GPE gemäß Stellungnahme vom 19.12.2017 für genehmigungsfähig. In der Stellungnahme ist die getrennte Projektierung der hier gegenständlichen Nachfragen (**Tabelle 2**) und solchen bezogen auf Einspeisepunkte aus der Russischen Föderation beanstandet worden. Insbesondere solle eine gesamthafte Wirtschaftlichkeitsprüfung für sämtliche der projektierten Ausbautvorhaben vorgenommen werden.

Die Wirtschaftlichkeitsprüfung ist unmittelbar verknüpft mit den Angebotslevels des jeweiligen Kopplungs- bzw. Ein-/Auspeisepunktes (vgl. Art. 22 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/459) und dem Kapazitätszuweisungsmechanismus (Art. 17 Abs. 20 S. 2 der Verordnung (EU) 2017/459). Dem Prinzip des „entry-exit Systems“ folgend unterliegen Kapazitäten des Kopplungspunktes „Knock“ und Kopplungs- bzw. Ein-/Auspeisepunkte anderer Marktgebietsgrenzen grundsätzlich separaten Wirtschaftlichkeitsprüfungen. Außerdem besteht grundsätzlich keine Abhängigkeit zwischen der Kapazitätszuweisung an zwei verschiedenen Kopplungs- bzw. Ein-/Auspeisepunkten verschiedener Marktgebietsgrenzen, sondern nur zwischen den jeweiligen Angebotslevels, die denselben Netzknoten betreffen (vgl. Art. 8 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459).

Dem Erwägungsgrund 12 (dort Satz 2) und Art. 30 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 entsprechend dürfte – soweit überhaupt zulässig – eine gesamthafte Wirtschaftlichkeitsprüfung jedenfalls nur dann in Betracht kommen, wenn „[...] vernünftigerweise davon ausgegangen werden kann, [...]“ dass das reguläre Verfahren nicht geeignet ist. Derartige Gründe sieht die Beschlusskammer nicht. Die Kapazitäten des Kopplungspunktes „Knock“ wären auch ohne Ausbau der Einspeisepunkte aus der Russischen Föderation sinnvoll nutzbar.

(2) Die Beschlusskammer konnte sich bei ihrer Entscheidung dem Standpunkt der ACM nur teilweise anschließen. Nach deren Ansicht war der Projektvorschlag nicht nur auf den neuen Kopplungspunkt „Knock“ zu beschränken, sondern darüber hinaus dürfe die Wirtschaftlichkeitsprüfung nicht erschwert bzw. modifiziert werden. Dies hätte bedeutet, die Höhe der Nachfrage an anderen Kopplungspunkten der Marktgebietsgrenze bei der Entscheidung über die Projektumsetzung nicht zu berücksichtigen. Der effiziente Netzausbau als grundlegendes Ziel der Regulierung wäre nicht sichergestellt. Die Beschlusskammer sah

sich daher zu der Maßgabe nach Tenor zu 2. veranlasst (nähere Ausführungen unter Abschnitt 4.).

(3) Wettbewerbliche Aspekte stehen der Genehmigung des Projektvorschlags nicht entgegen. Nicht zuletzt aufgrund der Maßgaben des Tenors zu 2. kann eine nachhaltige Entwertung von Bestandskapazitäten anderer Kopplungspunkte ausgeschlossen werden. Für eine Umsetzung des Projekts ist nämlich eine die Bestandskapazität übersteigende Nachfrage erforderlich.

(4) Schließlich hält die Beschlusskammer das verbleibende Risiko eines ineffizienten Netzausbaus sowie von Auswirkungen auf bestehende Infrastruktur für hinnehmbar. Dem Projektvorschlag liegen zwar nur auf das Marktgebiet GASPOOL bezogene Berechnungen zugrunde, d.h. eine Transportroute unter Einbeziehung des Marktgebiets NetConnect Germany ist - trotz des zukünftigen deutschlandweiten Marktgebiets – bislang nicht berechnet worden. Jedoch ist der projektierte Ausbau die günstigste aller im Zeitpunkt der Entscheidung berechenbaren Varianten und muss daher die Entscheidungsgrundlage bilden.

#### **4. Maßgabe des Tenors zu 2.**

Die Maßgaben des Tenors zu 2. beruhen auf § 36 VwVfG und stellen sicher, dass die Umsetzung des Projekts nur im Rahmen eines effizienten und bedarfsgerechten Netzausbaus erfolgt.

##### **4.1. Effizienter, bedarfsgerechter Netzausbau**

Eines der grundlegenden Ziele der Regulierung ist die Gewährleistung eines effizienten, bedarfsgerechten Netzausbaus. Diese Zielsetzung findet – neben z.B. Art. 16 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sowie § 1 Abs. 1 EnWG – insbesondere auch in Erwägungsgrund 3 der Verordnung (EU) 2017/459 ihren Ausdruck. Zudem sind die Auswirkungen auf die Nutzung anderer nicht abgeschriebener Gasinfrastrukturen zu berücksichtigen, wie es Art. 27 Abs. 3 lit. i) der Verordnung (EU) 2017/459 verlangt, sowie geschützte Kunden vor finanziellen Nachteilen durch die Entwertung bislang genutzter Bestandskapazität zu bewahren, was dem gesamten Verfahren für neu zu schaffende Kapazität gemäß Erwägungsgrund 11 der Verordnung (EU) 2017/459 zugrunde liegt.

##### **4.2. Modifikation der Wirtschaftlichkeitsprüfung**

Nach Art. 22 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/459 ist ein Projekt nur umzusetzen, wenn ein positives Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung auf beiden Seiten des Kopplungspunktes vorliegt. Ein positives Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung impliziert zwar Kostendeckung, jedoch nicht die Effizienz und Bedarfsgerechtigkeit des Ausbauvorhabens. Dieser Schluss trifft vielmehr nur dann vorbehaltlos zu, wenn die Marktgebietsgrenze über lediglich einen physischen oder virtuellen Kopplungspunkt verfügt und je Seite nur ein festes Kapazitätsprodukt zur gebündelten Vermarktung herangezogen werden kann.

Im Falle mehrerer Kopplungspunkte oder Kapazitätsprodukte könnten Netznutzer selektiv die neu zu schaffende Kapazität nachfragen und dadurch das Erfordernis der vorrangigen Nutzung von Bestandskapazitäten umgehen. Ein positives Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung könnte sich somit ergeben, obwohl das Ausbauvorhaben wegen der Möglichkeit, Bestandskapazitäten zu nutzen, nicht notwendig und somit nicht effizient wäre.

Dies droht vorliegend an der Marktgebietsgrenze GASPOOL zu TTF. Hier sind die Kopplungspunkte „Bunde“ und „Oude Stanzijl H“ in Betrieb und das Projekt sieht die Schaffung eines neuen Kopplungspunktes („Knock“) vor. Ein virtueller Kopplungspunkt wird zur maßgeblichen Jahresauktion am 01.07.2019 nicht eingerichtet. Um der Gefahr eines ineffizienten und nicht bedarfsgerechten Netzausbaus entgegen zu wirken, dürfen für die Wirtschaftlichkeitsprüfung nur die Mengen neu zu schaffender Kapazität in den Jahren in die Berechnung der Barwerte der verbindlichen Zusagen der Netznutzer einfließen, in denen die Ausspeisekapazität der bestehenden Kopplungspunkte „Bunde“ und „Oude Stanzijl H“ überhaupt angeboten (Tenor zu 2a)) sowie mit einem Auktionsaufschlag verkauft oder vollständig verkauft worden sind (Tenor zu 2b)).

Dies wird übersichtlich in der Anlage 2 dieses Beschlusses dargestellt.

Unberücksichtigt bleiben müssen daher insbesondere auch verbindliche Zusagen der Netznutzer für inkrementelle Kapazitäten in den Jahren, für die in der anstehenden Jahresauktion wegen Überschreitens der maximalen Laufzeit keine Bestandskapazitäten mehr angeboten werden können. Ohne diese Maßgabe bestünde aus Sicht der Beschlusskammer die Gefahr, dass Netzkunden die Durchführung des Ausbauvorhabens allein dadurch herbeiführen könnten, dass sie ihren Bedarf für diese Jahre bereits jetzt durch Buchung von inkrementeller Kapazität decken, ohne dass zu diesem Zeitpunkt die Prüfung einer vorrangigen Bedarfsdeckung durch Bestandskapazitäten überhaupt möglich wäre. Dies stünde einem effizienten Netzausbau diametral entgegen.

Durch die Bestimmungen des Tenors zu 2. wird die Wirtschaftlichkeitsprüfung des Projekts auf der deutschen Seite insgesamt in zulässiger Weise an die eines Projekts für einen virtuellen Kopplungspunkt angenähert und den aus Sicht der Beschlusskammer vorrangigen Aspekten der Effizienz und Bedarfsgerechtigkeit des Netzausbauvorhabens angemessen Rechnung getragen. Entgegen der Stellungnahme der Antragstellerinnen vom 04.04.2019, verhindert somit die Erschwerung der Wirtschaftlichkeitsprüfung durch den Tenor zu 2. in zulässiger Weise den Netzausbau in Fällen, in denen die verbindliche Nachfrage keinen Beleg für einen Bedarf an *zusätzlicher* Kapazität liefert.

**5. Maßgabe des Tenors zu 3.**

Die Maßgabe des Tenors zu 3. beruht auf § 36 VwVfG und stellt sicher, dass Netznutzern die Maßgaben des Tenors zu 2. bekannt sind und sie ihr Buchungsverhalten daran ausrichten können. Sie dient somit einem transparenten, angemessenen Netzzugang.

**6. Nebenentscheidungen (Tenor zu 4.)**

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

## Rechtsbehelfsbelehrung

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

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

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

Bonn, den 17.04.2019

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzerin

Heinrich Fuis

Anne Zeldner

Dr. Ulrike Schimmel



BK9-19/001

17.04.2019

**Anlage 2: Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsprüfung nach Art. 22 der Verordnung (EU) 2017/459 zu berücksichtigende Barwerte verbindlicher Zusagen der Netznutzer**

Gaswirtschaftsjahr		19/20	20/21	21/22	22/23	23/24	24/25	25/26	26/27	27/28	28/29	29/30	30/31	31/32	32/33	33/34	34/35	35/36	36/37	37/38	38/39	39/40			
Berücksichtigung der Zusagen am IP Knock in Wirtschaftlichkeitsprüfung i.S.d. Art. 22 der VO (EU) 2017/459		Zeitraum vor geplantem Beginn der betrieblichen Nutzung des IP Knock; daher keine relevanten Zusagen der Netznutzer						Berücksichtigung der Zusagen eines bestimmten GWJs, soweit in diesem GWJ die Ausspeisekapazität der Kopplungspunkte Bunde und OUDE mit einem Auktionsaufschlag verkauft oder vollständig verkauft wurde										Keine Berücksichtigung; außerhalb des zulässigen Vermarktungszeitraums der Kopplungspunkte Bunde und OUDE							
Ausbuchungs- erfordernis	Verfügbare Ausspeisekapazität (kWh/h)	X						Bunde: 697.891 Oude: 1.680.000	Bunde: 697.891 Oude: 1.680.000	Bunde: 697.891 Oude: 1.680.000	Bunde: 697.891 Oude: 1.680.000	Bunde: 697.891 Oude: 1.680.000	Bunde: 697.891 Oude: 1.680.000	Bunde: 697.891 Oude: 1.680.000	Bunde: 6.279.300 Oude: 1.680.000	Bunde: 8.642.315 Oude: 1.680.000	X								
	Bedingung bez. IP Bunde							+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-							+/-	+/-	+/-
	Bedingung bez. IP Oude							+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-							+/-	+/-	+/-
	Bedingung Gesamtergebnis							+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-							+/-	+/-	+/-

(IP) Bunde: GASCADE Gastransport GmbH; EIC: 21Z000000000074Q

(IP) Oude: Vollst. Bezeichnung lautet „Oude Statenzijl H“; Gasunie Deutschland Transport Services GmbH; EIC: 21Z000000000076M

Angaben zur verfügbaren Ausspeisekapazität dieser IPs ergeben sich aus „Tabelle 4: Übersicht der Bestandkapazitätsprodukte an der Marktraumgrenze Exit GASPOOL-Entry TTF“ des Projektvorschlags.

gasunie



**Projektantrag zur Genehmigung  
zum in 2017 eingeleiteten Verfahren  
für neu zu schaffende Kapazitäten  
an der Grenze zwischen den Marktgebieten  
GASPOOL und TTF**

**15. Februar 2019**

gasunie



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

**Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**

Pelikanplatz 5  
30177 Hannover  
Deutschland

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  
Deutschland

Tel.: +49 (0) 561 934-0

[kontakt@gascade.de](mailto:kontakt@gascade.de)

Fax: +49 (0)561 934-1208

gasunie



## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	3
Tabellenverzeichnis.....	3
I. Einleitung .....	4
II. Genehmigungsinhalte des Projektantrags für neu zu schaffende Kapazität an der deutschen Seite der Marktraumgrenze GASPOOL-TTF.....	5
1. Informationen zur unverbindlichen Marktnachfrage .....	5
2. Informationen zum Umgang mit eingegangenen Stellungnahmen zum Projektantrag.	6
3. Informationen zur Ausbauvariante .....	7
4. Informationen zum Umgang mit verfügbaren Kapazitäten (Bestandskapazitäten) an der Marktraumgrenze GASPOOL - TTF.....	10
5. Genehmigungsinhalte gem. Art. 28 Abs. 1 NC CAM .....	12
6. Genehmigungsantrag.....	21
III. Kontaktdaten .....	22
IV. Anlagen .....	23

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Exemplarische Darstellung Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitäten	10
Abbildung 2: Schematische Konstellation der Angebotslevel 1 und 2 .....	12

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht bestehender Kapazitäten und unverbindliche Anfragen bzgl. Ausbaulevel 1 (Maximalwert) .....	5
Tabelle 2: Übersicht bestehender Kapazitäten und unverbindliche Anfragen bzgl. Ausbaulevel 2 (Maximalwert) .....	5
Tabelle 3: Investitionsmaßnahmen im GUD Netz .....	8
Tabelle 4: Übersicht Bestandskapazitätsprodukte an der Marktraumgrenze Exit GASPOOL – Entry TTF.....	11
Tabelle 5: Überblick der Jahresauktion 2019 Angebotslevel 1 und Angebotslevel 2 .....	13
Tabelle 6 Schritte des laufenden Prozesszyklus.....	14
Tabelle 7: Weitere Schritte technische Maßnahmen .....	15

## 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 den Marktgebieten GASPOOL und TTF haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) 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 beiden Seiten dieser Marktraumgrenze ein dauerhafter Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten. Die Technische Studie hat 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 die GASCADE Gastransport GmbH, im Folgenden GASCADE, und die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, im Folgenden GUD. Der Projektantrag des betroffenen FNB des TTF-Marktgebietes, die Gasunie Transport Services B.V., im Folgenden GTS, ist zur Information als Anlage 4 diesem Projektantrag angehängt. Beide Anträge sind zwischen den FNB abgestimmt.

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

### 1. Informationen zur unverbindlichen Marktnachfrage

Die nachfolgend zusammengefassten unverbindlichen Anfragen für feste Kapazitäten sind in die technische Studie sowie in den vorliegenden Projektantrag eingegangen (Maximalwerte):

Bestandskapazität zzgl. Ausbaulevel 1:

FNB	Kapazitätstyp (Flussrichtung)	Kopplungspunkt	Aktuelle TVK (kWh/h/a)	Summe TVK	Anfrage* (kWh/h/a)	Produkt
GUD	Ausspeisekapazität (GASPOOL → TTF)	Bunde / Oude Statenzijl H	2.100.000	14.519.680	21.819.680 (+7.300.000)	DZK
GASCADE	Ausspeisekapazität (GASPOOL → TTF)	Bunde / Oude Statenzijl H	12.419.680			
GTS	Einspeisekapazität (GASPOOL → TTF)	Bunde / Oude Statenzijl H	17.872.764	17.872.764	25.172.764 (+7.300.000)	firm

Tabelle 1: Übersicht bestehender Kapazitäten und unverbindliche Anfragen bzgl. Ausbaulevel 1 (Maximalwert)

Bestandskapazität zzgl. Ausbaulevel 2:

FNB	Kapazitätstyp (Flussrichtung)	Kopplungspunkt	Aktuelle TVK (kWh/h/a)	Summe TVK	Anfrage* (kWh/h/a)	Produkt
GUD	Ausspeisekapazität (GASPOOL → TTF)	Bunde / Oude Statenzijl H	2.100.000	14.519.680	26.419.680 (+11.900.000)	DZK
GASCADE	Ausspeisekapazität (GASPOOL → TTF)	Bunde / Oude Statenzijl H	12.419.680			
GTS	Einspeisekapazität (GASPOOL → TTF)	Bunde / Oude Statenzijl H	17.872.764	17.872.764	29.772.764 (+11.900.000)	firm

Tabelle 2: Übersicht bestehender Kapazitäten und unverbindliche Anfragen bzgl. Ausbaulevel 2 (Maximalwert)

\*In einem Schreiben, das der Anfrage des Shippers beigefügt war, wurde dargelegt, dass die angefragten Kapazitäten am Ausspeisepunkt Bunde/Oude Statenzijl H von bis zu 11.872 MWh/h (ca. 9 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr (20°C)) ab 2030 über alle bestehenden gebündelten Kapazitäten an Exitpunkten hinausgehen. Im Zuge späterer Klärungen gab der Shipper an, dass der gesamte geforderte Bedarf für den Zeitraum 2025/26-2039/40 als zusätzliche Kapazität zur bestehenden technischen Kapazität betrachtet werden solle.

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

Im Konsultationszeitraum der Technischen Studie für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze zwischen den Marktgebieten GASPOOL und TTF 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 NetConnect Germany (im Folgenden NCG) nicht betrachtet wird.

Die FNB haben sich kritisch mit der Stellungnahme auseinandergesetzt. Im Ergebnis kommen die FNB zu den gleichen Schlussfolgerungen wie bei der Erstellung der Technischen Studie. Dementsprechend haben die FNB die Basis für den Projektantrag unverändert aus diesen übernommen. Dies vor folgendem Hintergrund:

Da gem. § 21 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) die Zusammenlegung der Marktgebiete GASPOOL und NCG bis spätestens zum 01.04.2022 zu erfolgen hat, kann die unverbindliche Kapazitätsanfrage Entry NCG nicht zielführend bearbeitet werden. Dies, da die Basis für eine Modellierung dieser Kapazitätsanfrage – ein die beiden heutigen Marktgebiete umfassendes Kapazitätsmodell – derzeit noch nicht vorliegt. Dieser Sachverhalt wurde bereits in den konsultierten Technischen Studien dargelegt.

### 3. Informationen zur Ausbauvariante

Für die Marktraumgrenze GASPOOL-TTF wurden Technische Studien auf der Grundlage der im Bericht zur Marktnachfrageanalyse dargestellten unverbindlichen Anfragen durchgeführt. Es liegt ein ansteigender Ausspeisekapazitätsbedarf von GASPOOL zum TTF i. H. v. 11.872.146 kWh/h (gerundet 11,9 GW; Maximalwert) vor. Dieser wurde in der technischen Studie zugrunde gelegt. Zur technischen Realisierung wurden drei Möglichkeiten in Betracht gezogen: (i) Der Transport über das Netz der GASCADE, (ii) über das Netz der GUD und (iii) via des Marktgebietes NCG.

#### (i) Transport über das Netz der GASCADE:

Beim Transport über das Fernleitungsnetz der GASCADE werden die angefragten Kapazitäten am Netzkopplungspunkt Bunde bereitgestellt. Zur Realisierung der angefragten Kapazitäten müsste das bestehende Transportnetz durch die folgenden Ausbaumaßnahmen erweitert werden:

1. Verdichterstation in Bunde
2. Loop-Leitung (ca. 70 km)

Die Investitionskosten für diese Netzausbaumaßnahmen betragen etwa 250 Mio. Euro.

#### (ii) Transport über das Netz der GUD:

Die Transportroute über das Fernleitungsnetz der GUD sieht die Kapazitätsbereitstellung am Netzkopplungspunkt Knock vor. Gemäß den Berechnungen zur Erhöhung der technisch verfügbaren Kapazität im Netz der GUD sind für die erforderlichen Maßnahmen Investitionen in Höhe von ca. 5,2 Mio. Euro notwendig. Die Maßnahmen sind in der folgenden Tabelle näher beschrieben:

Projekt-Nr.	Beschreibung
1	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen der NEL und dem GUD-Netz an der Messstation Embsen 0,3 Mio. Euro
2	Leistungserweiterung der bestehenden Messstation Folmhusen 0,45 Mio. Euro
3	Leistungserweiterung der bestehenden Messstation zur Bereitstellung von Leistung an die GTS über den Netzkopplungspunkt Knock

	0,5 Mio. Euro
<b>Investitionskosten Angebotslevel 1</b>	<b>1.250.000 €</b>
4	Leistungserweiterung der bestehenden Messstation Folmhusen 0,45 Mio. Euro
5	Leistungserweiterung der bestehenden Messstation zur Bereitstellung von Leistung an die GTS über den Netzkopplungspunkt Knock 0,5 Mio. Euro
6	Verlegung von Rohrleitungen zur Umkehrung der Flussrichtung an der bestehenden Verdichterstation Holtum 3 Mio. Euro
<b>Investitionskosten Angebotslevel 2</b>	<b>5.200.000 €</b>

Tabelle 3: Investitionsmaßnahmen im GUD Netz

Durch die Fokussierung auf die Modifikationen bestehender Assets sind die Projektlaufzeiten sehr kurz (voraussichtlich < 3 Jahre) und die genehmigungstechnischen Risiken gering. Die Projekte können nach einem erfolgreichen ökonomischen Test initiiert und bis spätestens 2025 in Betrieb genommen werden.

(iii) Transport über das Marktgebiet NCG:

Spätestens zum 1. April 2022 müssen gem. § 21 GasNZV die Marktgebiete GASPOOL und NCG zusammengelegt werden. Da im Jahr 2025 somit ein einheitliches deutsches Marktgebiet bestehen wird, haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet GASPOOL sich zwecks Durchführung gemeinsamer technischer Studien an die Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet NCG gewandt. Derzeit liegt jedoch noch kein finalisiertes gemeinsames Kapazitätsmodell zwischen den Marktgebieten GASPOOL und NCG vor und es ist auch nicht möglich, ein solches im Rahmen der Planungsphase des laufenden Verfahrens zu erarbeiten. Die für die Bereitstellung von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten für Transporte von der Marktraumgrenze RU-GASPOOL in die Niederlande über das NCG-Marktgebiet erforderlichen Maßnahmen

können somit derzeit nicht ermittelt werden. Die an der Grenze zwischen NCG und GASPOOL bestehenden Netzkopplungspunkte sind dafür zunächst in einem Kapazitätsmodell zusammenzuführen. In jedem Fall ist bereits heute darauf hinzuweisen, dass eine Routenführung über das Marktgebiet NCG für Transporte in die Niederlande die bestehenden Engpässe zwischen den beiden Marktgebieten GASPOOL und NCG verstärken wird. Zudem wird auch die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas im Jahr 2025 noch nicht abgeschlossen sein, so dass die bestehende L-Gas-Infrastruktur nicht zur Bereitstellung dieser Kapazitäten genutzt werden kann.

**Fazit:**

Die Projektpartner beantragen, die angefragten Kapazitäten über die Erweiterung des GUD-Netzes bereitzustellen.

Mangels marktgebietsübergreifendem Kapazitätsmodell ist ein Vergleich der Transportroute über das NCG-Marktgebiet mit den Ausbaumaßnahmen im GASPOOL-Marktgebiet derzeit nicht detailliert möglich. Wie bereits beschrieben würde eine Routenführung über das Marktgebiet NCG für Transporte in die Niederlande die bestehenden Engpässe zwischen den beiden deutschen Marktgebieten verstärken. Da die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas im Jahr 2025 noch nicht abgeschlossen sein wird, kann die bestehende L-Gas-Infrastruktur nicht zur Bereitstellung dieser Kapazitäten genutzt werden. Vor diesem Hintergrund und dem verhältnismäßig geringen Gesamtinvestitionsvolumen für die neu zu schaffenden Kapazitäten auf beiden Seiten der Grenze, ist die Erweiterung des GUD-Netzes und die Anpassungen im GTS-Netz die zu bevorzugende Ausbauvariante. Die vorgestellten Ausbauvarianten und Transportrouten, stellen sich dabei neben den vergleichsweise geringen Investitionskosten auch aus weiteren Gründen als sehr vorteilhaft dar. Die gewählte technische Lösung sichert eine nachhaltige Nutzung bestehender Infrastruktur. Durch die Fokussierung auf die Modifikationen bestehender Assets sind zudem die Projektlaufzeiten sehr kurz (voraussichtlich < 3 Jahre) und die genehmigungstechnischen Risiken vergleichsweise gering. Auch auf Seiten der GTS können die angefragten Kapazitäten mit geringem Investitionsaufwand durchgeführt werden (siehe hierzu Anhang 4).

#### 4. Informationen zum Umgang mit verfügbaren Kapazitäten (Bestandskapazitäten) an der Marktraumgrenze GASPOOL - TTF

Um einen effizienten Netzausbau zu gewährleisten, sollten auch die Bestandskapazitäten an der Marktraumgrenze GASPOOL – TTF betrachtet werden. Eine Berücksichtigung der Bestandskapazitäten an der Marktraumgrenze stellt in Kombination mit den neu zu schaffenden Kapazitäten eine effiziente Nutzung bestehender Infrastruktur sicher. Die Projektpartner schlagen vor, ergänzend zu den Buchungen der neu zu schaffenden Kapazitäten der Angebotslevel 1 und 2 die Buchungssituation der Bestandskapazitäten an der Marktraumgrenze GASPOOL – TTF zu berücksichtigen.

Die Projektpartner schlagen hierzu folgendes Vorgehen vor:

Ist die Bestandskapazität an der Marktraumgrenze GASPOOL – TTF im jeweiligen Gaswirtschaftsjahr (GWJ) ausgebucht, geht die anteilige „Menge der verbindlich angefragter neu zu schaffender Kapazität in kWh/h/a“\* je Jahr in das BNetzA-Tool zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit ein (siehe hierzu 5. d. Definierte Parameter gem. Art. 22 Abs. 1 NC CAM (Art. 28 Abs. 1 lit. d NC CAM) sowie 5. h. Wirtschaftlichkeitstest).

Ist die Bestandskapazität an der Marktraumgrenze GASPOOL – TTF in einem GWJ nicht ausgebucht, sind die Voraussetzungen zur Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests in diesem GWJ nicht gegeben. Es gehen für das jeweilige GWJ keine Mengen in den ökonomischen Test ein.

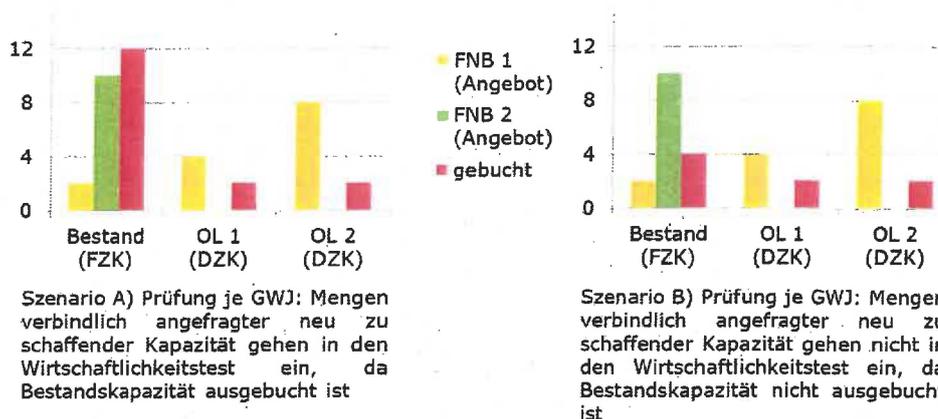


Abbildung 1 Exemplarische Darstellung Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitäten

Buchbare Bestandskapazitätsprodukte werden an der Marktraumgrenze Exit GASPOOL-Entry TTF von GASCADE am Punkte Bunde und von GUD am Punkte Oude Statenzijl H angeboten. Die buchbare Bestandskapazität ist nachfolgend in Tabelle 4: Übersicht Bestandskapazitätsprodukte an der Marktraumgrenze Exit GASPOOL – Entry TTF aufgeführt.

Die Informationen zur Buchungssituation der Bestandskapazitäten werden der BNetzA nach der Jahresauktion 2019 durch die FNB Gascade und GUD bereitgestellt. Die Prüfung, ob die Ausbuchung der Bestandskapazität im jeweiligen GWJ erfüllt ist, erfolgt durch die BNetzA.

Anzubietende Produkte	Bestandskapazität		
	Summe	davon Bestand FZK GUD Oude Statenzijl H	davon Bestand FZK GASCADE Bunde
GWJ 25/26	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 26/27	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 27/28	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 28/29	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 29/30	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 30/31	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 31/32	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 32/33	7.959.300	1.680.000	6.279.300
GWJ 33/34	10.322.315	1.680.000	8.642.315
GWJ 34/35			
GWJ 35/36			
GWJ 36/37			
GWJ 37/38			
GWJ 38/39			
GWJ 39/40			
		9	9

Tabelle 4: Übersicht Bestandskapazitätsprodukte an der Marktraumgrenze Exit GASPOOL – Entry TTF

Da der Vermarktungshorizont von Bestandskapazität gemäß Art. 11 Abs. 3 S. 1 NC CAM auf 15 Jahre beschränkt ist (GWJ 19/20 bis GWJ 33/34), werden nur die Buchungen für Bestandskapazität für die GWJ 25/26 bis GWJ 33/34 berücksichtigt.

\*siehe BNetzA Tool Anlage 3a und Anlage 3b Blatt Wirtschaftlichkeitsprüfung Zelle C10

## 5. Genehmigungsinhalte gem. Art. 28 Abs. 1 NC CAM

### a. Angebotslevel (Art. 28 Abs. 1 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.

In der Jahresauktion 2019 wird GUD zwei Angebotslevel für inkrementelle Kapazität am neu zu schaffenden Grenzübergangspunkt Knock anbieten. Dabei muss der Transportkunde beachten, dass er je GWJ in allen Auktionen der Angebotslevel ein Gebot platzieren muss, um in jedem Fall Kapazitäten zugeteilt zu bekommen. Die Berechnung der anzubietenden Kapazitäten wird gem. Art. 11 Abs. 6 NC CAM durchgeführt. Die zwingende Reservierungsquote von 20 % für neue Kapazitäten gemäß Art. 8 Abs. 8 NC CAM sowie Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) BK7-15-001 (KARLA Gas) wird berücksichtigt. Da KARLA Gas im Marktgebiet TTF keine Anwendung findet, wird im Marktgebiet TTF gemäß NC CAM eine Reservierungsquote von 10 % für inkrementelle Kapazitäten angewandt. Je GWJ wird es eine Auktion für das Angebotslevel 1 und eine Auktion für das Angebotslevel 2 geben. Die Kapazitätsprodukte werden gebündelt angeboten. Durch die unterschiedlichen Reservierungsquoten werden auf Seiten TTF ungebündelte Produkte entstehen.

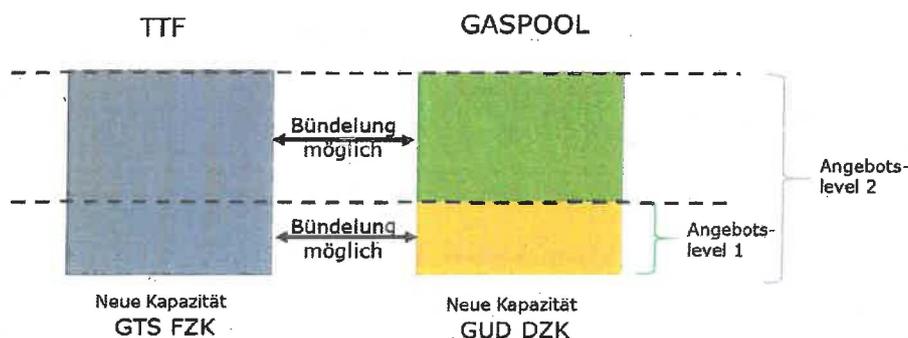


Abbildung 2: Schematische Konstellation der Angebotslevel 1 und 2

Angebotslevel 1 und 2 werden gem. Art. 11 Abs. 3 S. 2 NC CAM für einen Zeitraum von 15 Jahren nach Beginn der betrieblichen Nutzung angeboten, somit vom Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 25/26 bis zum GWJ 39/40. Die Kapazitätsprodukte der Angebotslevel 1 und 2 sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen (unter Berücksichtigung der Reservierungsquote i. H. v. 20 %):

Anzubietende Produkte	Angebotslevel 1	Angebotslevel 2
	neue Kapazität DZK Gasunie Knock	neue Kapazität DZK Gasunie Knock
GWJ 25/26	5.840.000	9.520.000
GWJ 26/27	5.840.000	9.520.000
GWJ 27/28	5.840.000	9.520.000
GWJ 28/29	5.840.000	9.520.000
GWJ 29/30	5.840.000	9.520.000
GWJ 30/31	5.840.000	9.520.000
GWJ 31/32	5.840.000	9.520.000
GWJ 32/33	5.840.000	9.520.000
GWJ 33/34	5.840.000	9.520.000
GWJ 34/35	5.840.000	9.520.000
GWJ 35/36	5.840.000	9.520.000
GWJ 36/37	5.840.000	9.520.000
GWJ 37/38	5.840.000	9.520.000
GWJ 38/39	5.840.000	9.520.000
GWJ 39/40	5.840.000	9.520.000
	15	15

Tabelle 5: Überblick der Jahresauktion 2019 Angebotslevel 1 und Angebotslevel 2

Aus der vorstehenden Übersicht ist die Anzahl der Auktionen zu entnehmen:

- Angebotslevel 1: 15 Auktionen
- Angebotslevel 2: 15 Auktionen

Informationen zum Angebotslevel der GTS sind in Anlage 5 zu finden. Weitere Details zu Angebotslevel 1 und 2 sind in Anlage 1 zu finden.

Basierend auf intensiven Diskussionen zwischen den beteiligten FNB und den involvierten Regulierungsbehörden umfassen die Angebotslevel im Unterschied zu den im Rahmen der Technischen Studien konsultierten Angebotslevel nur inkrementelle Kapazitäten. Zum Umgang mit Bestandskapazitäten an der Marktraumgrenze GASPOOL – TTF verweisen wir auf die Ausführungen unter Abschnitt 4.

#### **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 in 2017 eingeleiteten Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten an der Grenze zwischen den Marktgebieten GASPOOL und TTF haben sich gemäß NC CAM wie folgt gegliedert:

Start Datum	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	15.02.2019	Planung der Angebotslevel durch die FNBs in enger Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden
15.02.2019	15.04.2019	Genehmigung und Veröffentlichung der notwendigen Parameter durch die nationalen Regulierungsbehörden gemäß Art. 28 Abs. 1 NC CAM
15.04.2019	30.04.2019	Anpassung der Angebotslevel durch die FNBs an die Vorgaben der Regulierungsbehörden
01.05.2019		Veröffentlichung der genehmigten Parameter, der Kapazitätsprodukte und des Mustervertrags bzw. der Musterverträge für die im Rahmen des Netzausbauprojekts angebotenen Kapazitäten
1.7.2019		Jahresauktion/Wirtschaftlichkeitsprüfung

Tabelle 6: Schritte des laufenden Prozesszyklus

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 folgende Darstellung zeigt die weiteren Schritte auf und stellt eine Grobterminplanung der technischen Maßnahmen auf Basis zurückliegender Projekte mit aktuellen Planungsstand dar. Die Erfahrung mit zurückliegenden Projekten zeigt, dass diese Planung bereits zeitliche Puffer zur Vermeidung von Verzögerungen bei der Kapazitätsbereitstellung enthält.

Start Datum	Dauer	Beschreibung
08/2023	5 Monate	notwendige interne Projektinitiierung
12/2023	4 Monate	Detail Engineering
08/2024	9 Monate	Anträge und Genehmigungen
04/2024	9 Monate	Ausschreibung und Vergabe
08/2024	9 Monate	Bestellung/Lieferung
12/2024	4 Monate	Bestellung/Lieferung sonstige Materialien
04/2025	6 Monate	Bauphase
10/2025		Inbetriebnahme
10/2025	5 Monate	Projektabschluss/Fertigstellung

Tabelle 7: Weitere Schritte technische Maßnahmen

Die genannten Termine sind vorläufig und können daher noch Änderungen unterliegen. Bei einem positiven Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung werden die Maßnahmen der vorgestellten Ausbauvariante (ii) Transport über das Netz der GUD initiiert. Eine weitere Detaillierung des Zeitplans erfolgt zu nach Bestehen der Wirtschaftlichkeitsprüfung. (Für Informationen zu den Meilensteinen der technischen Maßnahmen siehe Tabelle 3: Investitionsmaßnahmen im GUD Netz).

Auf Basis des erfolgreichen Wirtschaftlichkeitstests werden die vermarkteten inkrementellen Kapazitäten in den Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 eingebracht.

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

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

Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 NC CAM hat die BNetzA zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (nachfolgend als „BNetzA-Tool“ bezeichnet). Im BNetzA-Tool wird als geschätzter Referenzpreis gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. i NC CAM der im Beschluss 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, wird ein Abschlag von 5 % einkalkuliert, so dass der Referenzpreis bei 3,7715 €/kWh/h/a liegt. Zur Klarstellung sei erwähnt, dass der angegebene Referenzpreis lediglich für die Durchführung des

Wirtschaftlichkeitstests herangezogen wird und keine Vereinbarung für die im jeweiligen Leistungszeitraum der relevanten Kapazitätsverträge zu zahlenden Entgelte darstellt. Das ausgefüllte BNetzA-Tool ist diesem Antrag als Anlage 3a (Angebotslevel 1) und Anlage 3b (Angebotslevel 2) beigelegt.

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 in die Wirtschaftlichkeitsprüfung eingehen.

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

Es kommt kein obligatorischer Mindestaufschlag zur Anwendung.

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

Unter Zuhilfenahme des BNetzA-Tools wurden folgende geschätzte zulässige Erlöserhöhungen berechnet:

- Vermarktung Angebotslevel 1: 2.173.439,37 €
- Vermarktung Angebotslevel 2: 14.977.323,29 €

Diese Werte unterscheiden sich von den Werten, die im Rahmen der Technischen Studien veröffentlicht und konsultiert wurden. Nach intensiver Diskussion zwischen beteiligten FNB und BNetzA über die Eingangsgrößen des Wirtschaftlichkeitstests reduziert sich der Barwert der geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse. Details können den Anlagen 3a und 3b entnommen werden.

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

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

- Vermarktung Angebotslevel 1: 0,67
- Vermarktung Angebotslevel 2: 0,63

Diese Werte wurden bereits im Rahmen der Technischen Studien veröffentlicht und konsultiert.

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 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 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.

Die vorgeschlagenen F-Faktoren wurden wie folgt ermittelt:

- a) 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:
  - Angebotslevel 1: 1.460.000 kWh/h
  - Angebotslevel 2: 2.380.000 kWh/h

Das in der Jahresauktion 2019 für die Jahre 2025/26 bis 2029/30 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) Weitere positive externe Effekte wurden nicht ermittelt.
- 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 getätigt werden (Angebotslevel 1 und 2).

- 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 würde 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

- Angebotslevel 1:
  - 3.957.381 kWh/h im Jahr 2030 (Q1-Q3)
  - 1.460.000 kWh/h im Jahr 2030 (Q3)
  - In Summe 5.417.382 kWh/h im Jahr 2030
- Angebotslevel 2:
  - 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
- Angebotslevel 1: 5.840.000 kWh/h für die Jahre 2031-2039
- Angebotslevel 2: 9.520.000 kWh/h für die Jahre 2031-2039
- Angebotslevel 1: 4.380.000 kWh/h im Jahr 2040 (Q1-Q3)
- Angebotslevel 2: 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 BK 9 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.

Die Fernleitungsnetzbetreiber beantragen folgendes Vorgehen bei der Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests zur Prüfung der Angebotslevel, wobei das in Abschnitt 4 beschriebene Vorgehen einzuhalten ist:

Prüfung der Wirtschaftlichkeit des Angebotslevels 2

Falls die Wirtschaftlichkeitsprüfung ergibt, dass der Barwert der Gesamteinnahmen durch Buchungen neu zu schaffender Kapazität im Angebotslevel 2  $> 9.435.713,67$  wahr ist, ist Angebotslevel 2 bestanden und Angebotslevel 1 entfällt.\*

Prüfung der Wirtschaftlichkeit des Angebotslevels 1

gasunite



Falls die Wirtschaftlichkeitsprüfung des Angebotslevel 2 nicht erfolgreich ist und falls zusätzlich der Barwert der Gesamteinnahmen durch Buchungen neu zu schaffender Kapazität im Angebotslevel 1  $> 1.456.204,38$  € wahr ist, ist Angebotslevel 1 bestanden und Angebotslevel 2 entfällt.\*

\*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)“)

## **6. Genehmigungsantrag**

GASCADE und GUD beantragen bei der Bundesnetzagentur die Genehmigung der in Abschnitt II aufgeführten Inhalte für die Fortsetzung der Durchführung des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten gem. NC CAM.

gasunie



### III. Kontaktdaten

**Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**

Kerstin Kiene

+49 511 640 607 2076

Kerstin.Kiene@gasunie.de

**GASCADE Gastransport GmbH**

Michael Walkus

+49 561 934 2968

Michael.walkus@gascade.de

#### **IV. Anlagen**

1. Angebotslevel GASCADE und GUD
2. Ergänzende Geschäftsbedingungen
3. BNetzA-Tool
  - a. Exit GP-TTF Level 1
  - b. Exit GP-TTF Level 2
4. Projektantrag des niederländischen Netzbetreibers Gasunie Transport Services B.V. (GTS)
5. Angebotslevel GTS

Darstellung des Angebots von Bestandskapazität EXIT (Gespool Entry ITT)

Legende: 

	automatisches Feld (Bitte hier KEINE Werte eintragen)
	manuelles Feld (Bitte hier Werte eintragen)
	Restriktion Vermarktung (Bestandskapazität bzw. Vermarktungshorizont)

Tabelle 1) Bestandskapazität FKZ	Summe an anzubietender Bestands-FKZ	Art. 11 (6) 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	Tabelle 1) Bestandskapazität FKZ	FRB	GUP	Art. 11 (6) 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	FRB	GUP	Art. 11 (6) 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				technisch verfügbare Kapazität	reservierte Kapazität*	vermarktete Kapazität	zusätzliche Kapazität	neu zu schaffende Kapazität	reservierte neu zu schaffende Kapazität			technisch verfügbare Kapazität	reservierte Kapazität*	vermarktete Kapazität	zusätzliche Kapazität	neu zu schaffende Kapazität	reservierte neu zu schaffende Kapazität
GW1 25/26	2.377.891	14.519.680	2.903.936	9.237.853	-	-	-	GW1 25/26	GASCADE	BUNDE	12.419.680	2.483.936	9.237.853	-	-	-	GUD	Quelle Statemul H	2.100.000	420.000	-	-	-	-
GW1 26/27	2.377.891	14.519.680	2.903.936	9.237.853	-	-	-	GW1 26/27	GASCADE	BUNDE	12.419.680	2.483.936	9.237.853	-	-	-	GUD	Quelle Statemul H	2.100.000	420.000	-	-	-	-
GW1 27/28	2.377.891	14.519.680	2.903.936	9.237.853	-	-	-	GW1 27/28	GASCADE	BUNDE	12.419.680	2.483.936	9.237.853	-	-	-	GUD	Quelle Statemul H	2.100.000	420.000	-	-	-	-
GW1 28/29	2.377.891	14.519.680	2.903.936	9.237.853	-	-	-	GW1 28/29	GASCADE	BUNDE	12.419.680	2.483.936	9.237.853	-	-	-	GUD	Quelle Statemul H	2.100.000	420.000	-	-	-	-
GW1 29/30	2.377.891	14.519.680	2.903.936	9.237.853	-	-	-	GW1 29/30	GASCADE	BUNDE	12.419.680	2.483.936	9.237.853	-	-	-	GUD	Quelle Statemul H	2.100.000	420.000	-	-	-	-
GW1 30/31	2.377.891	14.519.680	2.903.936	9.237.853	-	-	-	GW1 30/31	GASCADE	BUNDE	12.419.680	2.483.936	9.237.853	-	-	-	GUD	Quelle Statemul H	2.100.000	420.000	-	-	-	-
GW1 31/32	2.377.891	14.519.680	2.903.936	9.237.853	-	-	-	GW1 31/32	GASCADE	BUNDE	12.419.680	2.483.936	9.237.853	-	-	-	GUD	Quelle Statemul H	2.100.000	420.000	-	-	-	-
GW1 32/33	7.959.300	14.519.680	2.903.936	3.656.444	-	-	-	GW1 32/33	GASCADE	BUNDE	12.419.680	2.483.936	3.656.444	-	-	-	GUD	Quelle Statemul H	2.100.000	420.000	-	-	-	-
GW1 33/34	10.322.315	14.519.680	2.903.936	1.293.429	-	-	-	GW1 33/34	GASCADE	BUNDE	12.419.680	2.483.936	1.293.429	-	-	-	GUD	Quelle Statemul H	2.100.000	420.000	-	-	-	-
GW1 34/35								GW1 34/35	GASCADE	BUNDE							GUD	Quelle Statemul H						
GW1 35/36								GW1 35/36	GASCADE	BUNDE							GUD	Quelle Statemul H						
GW1 36/37								GW1 36/37	GASCADE	BUNDE							GUD	Quelle Statemul H						
GW1 37/38								GW1 37/38	GASCADE	BUNDE							GUD	Quelle Statemul H						
GW1 38/39								GW1 38/39	GASCADE	BUNDE							GUD	Quelle Statemul H						
GW1 39/40								GW1 39/40	GASCADE	BUNDE							GUD	Quelle Statemul H						

Anzahl der Produkte	Summe	Bestandskapazität	
		depon Bestand FKZ GUD Quelle Statemul H	depon Bestand FKZ GASCADE BUNDE
GW1 25/26	2.377.891	1.680.000	697.891
GW1 26/27	2.377.891	1.680.000	697.891
GW1 27/28	2.377.891	1.680.000	697.891
GW1 28/29	2.377.891	1.680.000	697.891
GW1 29/30	2.377.891	1.680.000	697.891
GW1 30/31	2.377.891	1.680.000	697.891
GW1 31/32	2.377.891	1.680.000	697.891
GW1 32/33	7.959.300	1.680.000	6.279.300
GW1 33/34	10.322.315	1.680.000	8.642.315
GW1 34/35			
GW1 35/36			
GW1 36/37			
GW1 37/38			
GW1 38/39			
GW1 39/40			
GW1 39/40		0	0

\*Die Reservierungsquote beträgt 20 %

## **Ergänzende Geschäftsbedingungen der XXX für neu zu schaffende Kapazitäten ab dem XX.XX.XXXX**

Diese Ergänzenden Geschäftsbedingungen regeln zu den AGB der XXX („Fernleitungsnetzbetreiber“) in der Fassung vom XX.XX.XXXX (nachfolgend „AGB“) ergänzende sowie abweichende Bestimmungen für die Vermarktung von neu zu schaffenden Kapazitäten im Sinne des Art. 3 Ziffer 1 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 (nachfolgend „NC CAM“).

### **§ 1 Allgemeines, Anwendungsbereich**

1. Der Fernleitungsnetzbetreiber hat auf der Grundlage einer Marktnachfrageanalyse die Projekte für neu zu schaffende Kapazität gemäß den Vorgaben der Art. 27 ff. NC CAM geplant und konsultiert. Die Bundesnetzagentur hat diese Projekte gemäß Art. 28 NC CAM genehmigt und die entsprechenden Beschlüsse veröffentlicht. Die neu zu schaffenden Kapazitäten werden gemäß Art. 29 NC CAM zusammen mit der jeweils verfügbaren Kapazität („Bestandskapazität“) in der jährlichen Auktion für Jahreskapazität als gebündelte Standardprodukte im Rahmen abgestimmter Angebotslevel angeboten.
2. Diese Ergänzenden Geschäftsbedingungen finden auf alle Ein- oder Ausspeiseverträge Anwendung, die neu zu schaffenden Kapazitäten enthalten. Sofern ein Ein- oder Ausspeisevertrag sowohl neu zu schaffende Kapazität als auch Bestandskapazität enthält, finden diese Ergänzenden Geschäftsbedingungen ebenfalls auf diese Bestandskapazität Anwendung.
3. Sofern in diesen Ergänzenden Geschäftsbedingungen keine ergänzenden und / oder zu den AGB abweichenden Regelungen getroffen werden, gelten im Übrigen für neu zu schaffenden Kapazitäten die AGB des Fernleitungsnetzbetreibers.

### **§ 2 Vertragsschluss**

1. Der Ein- oder Ausspeisevertrag hinsichtlich neu zu schaffenden Kapazitäten zwischen dem Transportkunden und dem Fernleitungsnetzbetreiber kommt mit der Zuteilung gemäß § 1 Ziffer 2 AGB mit der Maßgabe zustande, dass die Zuteilung gemäß Art. 17 Absatz 21 Satz 3 NC CAM für das Angebotslevel erfolgt, bei dem die größte Kapazitätsmenge angeboten wird, bei der die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 Absatz 3 NC CAM zu einem positiven Ergebnis führte.
2. Der Fernleitungsnetzbetreiber wird die Zuteilung gemäß Art. 11 Abs. 10 NC CAM bekannt geben.

### **§ 3 Entgelte**

1. Die Entgelte im Sinne des § 25 AGB sind die nach den regulatorischen Vorgaben zukünftig gebildeten oder von den Regulierungsbehörden zukünftig genehmigten Entgelte, sowie die sonstigen in § 25 Ziffer 1 der AGB genannten Entgelte bzw. Entgeltbestandteile, inklusive eines etwaigen Auktionsaufschlages, eines etwaigen Mindestaufschlages gem. Art. 33 Verordnung (EU)2017/460 der Kommission vom 16.03.2017 zur Festlegung

eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen sowie etwaigen zukünftigen Umlagen, die im Leistungszeitraum des Ein- bzw. Ausspeisevertrages nach Maßgabe des auf der Internetseite des Fernleitungsnetzbetreibers veröffentlichten Preisblattes gelten werden. Der Leistungszeitraum ist dabei der Zeitraum, für den die vertraglichen Rechte und Pflichten des Fernleitungsnetzbetreibers und des Transportkunden gemäß § 3 und § 4 der AGB des Fernleitungsnetzbetreibers gelten.

2. Im Rahmen der Auktion wird das zum Zeitpunkt dieser Auktion aktuelle, nach den regulatorischen Vorgaben gebildete spezifische Kapazitätsentgelt verwendet. Die Verwendung des spezifischen Kapazitätsentgelts nach Satz 1 ist jedoch im Rahmen der Auktion keine Vereinbarung über das Kapazitätsentgelt im Leistungszeitraum des Ein- oder Ausspeisevertrages und enthält keinen Hinweis auf die Höhe der für den Leistungszeitraum des Ein- oder Ausspeisevertrages tatsächlich vereinbarten und abzurechnenden Entgelte nach Ziffer 1. Die spezifischen Kapazitätsentgelte werden jeweils für den Leistungszeitraum des Ein- und Ausspeisevertrages vom 1.10. bis 31.12 eines jeweiligen Jahres und vom 1.1. bis 30.9. eines jeweiligen Jahres anhand der nach jeweils anwendbaren regulatorischen Vorgaben zukünftig gebildeten oder von der Regulierungsbehörde genehmigten Entgelte vereinbart. Die Veröffentlichung neuer Entgelte beinhaltet daher keine Preisanpassung im Sinne des § 25 Ziffer 3 Satz 1 und Ziffer 4 AGB. Abweichend zu Satz 1 wird ein etwaiger Auktionsaufschlag mit Zuteilung im Rahmen der Auktion vereinbart.
3. Abweichend von § 25 Abs. 4 AGB ist der Transportkunde berechtigt, den Ein- oder Ausspeisevertrag nach der Veröffentlichung des gemäß Ziffer 1 gebildeten und vereinbarten spezifischen Kapazitätsentgelts, das für den jeweiligen Leistungszeitraum des Ein- oder Ausspeisevertrages wirksam ist, für den nachfolgenden Leistungszeitraum mit einer Frist von 10 Werktagen zum jeweiligen Beginn des nachfolgenden Leistungszeitraums zu kündigen, sofern das gemäß Ziffer 1 gebildete und vereinbarte spezifische Kapazitätsentgelt die für den Leistungszeitraum ausgewiesene Entgelthöchstgrenze gemäß Anlage 1 dieser EGB übersteigt („Sonderkündigungsrecht“). Das Sonderkündigungsrecht gemäß Satz 1 besteht ausschließlich in Bezug auf den jeweiligen Leistungszeitraum des Ein- oder Ausspeisevertrages gemäß Ziffer 1, für den die veröffentlichten Entgelte gelten.
4. Der Transportkunde kann den jeweiligen Ein- oder Ausspeisevertrag bezogen auf den jeweils kündbaren Leistungszeitraum gemäß Ziffer 3 ganz oder der Höhe der Kapazitätsbuchung nach teilweise kündigen. Eine teilweise Kündigung nach Satz 1 ist nur als einheitliche Verminderung der ursprünglich gebuchten Kapazität für den jeweiligen Leistungszeitraum zulässig.

#### **§ 4 Rechte und Pflichten des Fernleitungsnetzbetreibers und des Transportkunden**

1. Der Fernleitungsbetreiber wird die wirtschaftlich vertretbaren Maßnahmen ergreifen, um
  - a. sicherzustellen, dass die dem Transportkunden zugeteilten neu zu schaffenden Kapazitäten rechtzeitig zum Leistungszeitraum des Ein- oder Ausspeisevertrages verfügbar gemacht werden, und
  - b. die Inbetriebnahme der Infrastruktur für die neu zu schaffenden Kapazitäten mit angrenzenden Netzbetreibern soweit erforderlich abzustimmen.

2. Bei der Beurteilung der wirtschaftlichen Vertretbarkeit im Sinne der Ziffer 1 sind insbesondere die erforderlichen öffentlich-rechtlichen Genehmigungen, Auflagen, Nebenbestimmungen und Hinweise der zuständigen Behörden, die regulatorischen Rahmenbedingungen, sowie die üblichen, auf der Grundlage der Rechtsprechung entwickelten Grundsätze zu Entschädigungsleistungen für Eigentümer und Nutzungsberechtigte zu berücksichtigen.
3. Sofern sich im Verlaufe desjenigen Netzausbaus, der im Verantwortungsbereich des Fernleitungsnetzbetreibers liegt, herausstellt, dass die neu zu schaffenden Kapazitäten an dem Kopplungspunkt nicht zum Beginn des Leistungszeitraums des Ein- oder Ausspeisevertrages, sondern erst zu einem späteren Zeitpunkt bereitgestellt werden können, reduzieren sich die gebuchten Ein- und Ausspeiseverträge gem. GasNZV § 18 anteilig auf den Teil der Bestandskapazität, sofern der betroffene Ein- oder Ausspeisevertrag sowohl neu zu schaffende Kapazität als auch Bestandskapazität enthält. Unverzöglich nachdem der Fernleitungsnetzbetreiber gesicherte Kenntnis über eine Verzögerung erlangt hat, wird er den Transportkunden in Textform informieren und mitteilen, wann die neu zu schaffenden Kapazitäten bereitgestellt werden können und in welchem Umfang die gebuchten Bestandskapazitäten zum Beginn des Leistungszeitraums des Ein- oder Ausspeisevertrages zur Verfügung stehen. Während der Verzögerung ruhen sowohl die Pflichten des Fernleitungsnetzbetreibers, neu zu schaffende Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, als auch die Pflichten des Transportkunden, Entgelte für den von der Verzögerung betroffenen Anteil des Ein- oder Ausspeisevertrags zu zahlen. Sofern die Verzögerung vom Fernleitungsnetzbetreiber nicht zu vertreten ist, ist der Transportkunde verpflichtet, frühestmöglich an den Auktionen teilzunehmen, um unmittelbar anschließend an die initiale Vermarktungsperiode gem. NC CAM Artikel 11 Abs. 3 Satz 2 der neu zu schaffenden Kapazitäten die Standardkapazitätsprodukte am betroffenen Kopplungspunkt zu buchen, wie sie dem Umfang und dem Zeitraum der von der Verzögerung betroffenen Ein- bzw. Ausspeiseverträgen entsprechen. Die Verpflichtung des Transportkunden gilt auch als erfüllt, wenn einem Dritten die neu zu schaffenden Kapazitäten zugewiesen werden. Darüber hinausgehende Ansprüche der Parteien untereinander sind ausgeschlossen.
4. Für den Fall, dass Kapazitäten an Kopplungspunkten, die dem jeweiligen Kopplungspunkt des Fernleitungsnetzbetreibers vor- bzw. nachgelagert sind, zum Beginn des vereinbarten Leistungszeitraums nicht zur Verfügung stehen, bleibt der Transportkunde zur Vertragserfüllung verpflichtet. Dies umfasst insbesondere die Zahlung der im Ein- oder Ausspeisevertrag vereinbarten Entgelte. Der Transportkunde ist in diesem Fall nicht berechtigt, vom Ein- oder Ausspeisevertrag zurückzutreten oder diesen anderweitig zu beenden. Die vor- bzw. nachgelagerten Kapazitäten an Kopplungspunkten im Sinne dieser Ziffer 4 Satz 1 umfassen ebenfalls die Kapazitäten auf der anderen Seite des jeweiligen Kopplungspunktes, an dem gebündelt vermarktet wird. In diesem Fall gilt die Verpflichtung des Transportkunden zur Vertragserfüllung abweichend zu § 8 Ziffer 6 der AGB.
5. In Bezug auf Ziffer 3 und Ziffer 4 gilt insbesondere, dass der Transportkunde nicht berechtigt ist, sich auf § 313 BGB (Störung der Geschäftsgrundlage) bzw. § 314 BGB (Kündigung von Dauerschuldverhältnissen aus wichtigem Grund) oder § 31 Abs. 5 AGB (Aussetzung oder Anpassung von Vertragspflichten) zu berufen.



Vorschlag zur Bestimmung des f-Faktors aus Art. 23 (1) NC CAM

i) Einnahmen aus neu zu schaffender Kapazität nach dem Zeitraum der verbindlichen Kapazitätsanfragen und Einnahmen aus den neu zu schaffenden Kapazitäten, die zurückgehalten wurden

(bitte in den Spalten C und F nur die gelb und rot hinterlegten Felder befüllen, Werte in grauen Feldern in den Spalten C und F müssen Null sein)

Erläuterung: Die Einnahmen nach dem Zeitraum der verb. Kap.anfrage sind gelb, die Einnahmen aus der zurückgehaltenen Kapazität rot hinterlegt.

Jahr	Menge der vorauss. vermarkteten neu geschaffenen Kapazität in kWh/a	x	Referenzpreise in €/kWh/a	Auktionsprämie in €/kWh/a	Mindestaufschlag in €/kWh/a	=	Ergebnis in €
2017			3,7715			=	0,00
2018			3,7715			=	0,00
2019			3,7715			=	0,00
2020			3,7715			=	0,00
2021			3,7715			=	0,00
2022			3,7715			=	0,00
2023			3,7715			=	0,00
2024			3,7715			=	0,00
2025			3,7715			=	0,00
2026			3,7715			=	0,00
2027			3,7715			=	0,00
2028			3,7715			=	0,00
2029			3,7715			=	0,00
2030	388.000	x	3,7715			=	1.376.567,50
2031	1.460.000	x	3,7715			=	5.506.390,00
2032	1.460.000	x	3,7715			=	5.506.390,00
2033	1.460.000	x	3,7715			=	5.506.390,00
2034	1.460.000	x	3,7715			=	5.506.390,00
2035	1.460.000	x	3,7715			=	5.506.390,00
2036	1.460.000	x	3,7715			=	5.506.390,00
2037	1.460.000	x	3,7715			=	5.506.390,00
2038	1.460.000	x	3,7715			=	5.506.390,00
2039	1.460.000	x	3,7715			=	5.506.390,00
2040	2.463.750	x	3,7715			=	9.282.033,13
2041	5.475.000	x	3,7715			=	20.648.962,50
2042	5.475.000	x	3,7715			=	20.648.962,50
2043	5.475.000	x	3,7715			=	20.648.962,50
2044	5.475.000	x	3,7715			=	20.648.962,50
2045	5.475.000	x	3,7715			=	20.648.962,50
2046	5.475.000	x	3,7715			=	20.648.962,50
2047	5.475.000	x	3,7715			=	20.648.962,50
2048	5.475.000	x	3,7715			=	20.648.962,50
2049	5.475.000	x	3,7715			=	20.648.962,50
2050			3,7715			=	0,00
2051			3,7715			=	0,00
2052			3,7715			=	0,00
2053			3,7715			=	0,00
2054			3,7715			=	0,00
2055			3,7715			=	0,00
2056			3,7715			=	0,00
2057			3,7715			=	0,00
2058			3,7715			=	0,00
2059			3,7715			=	0,00
2060			3,7715			=	0,00
2061			3,7715			=	0,00
2062			3,7715			=	0,00
2063			3,7715			=	0,00
2064			3,7715			=	0,00
2065			3,7715			=	0,00
2066			3,7715			=	0,00
2067			3,7715			=	0,00
2068			3,7715			=	0,00
2069			3,7715			=	0,00
2070			3,7715			=	0,00

j) Einnahmen aus Auktionserlösen für Bestandskapazitäten, die mit der neu zu schaffenden Kapazität verbindlich angefragt wurden, nach dem Zeitraum der verbindlichen Kapazitätsanfrage

(bitte in den Spalten L und N nur die gelb hinterlegten Felder befüllen, Werte in grauen Feldern in den Spalten L und N müssen Null sein)

Jahr	Menge der voraussichtlich vermarkteten Bestandskapazität nach dem Zeitraum der verb. Kap.anfrage	x	Auktionsprämie in €/kWh/a	Mindestaufschlag in €/kWh/a	=	Ergebnis in €
2018					=	0,00
2019					=	0,00
2020					=	0,00
2021					=	0,00
2022					=	0,00
2023					=	0,00
2024					=	0,00
2025					=	0,00
2026					=	0,00
2027					=	0,00
2028					=	0,00
2029					=	0,00
2030					=	0,00
2031					=	0,00
2032					=	0,00
2033					=	0,00
2034					=	0,00
2035					=	0,00
2036					=	0,00
2037					=	0,00
2038					=	0,00
2039					=	0,00
2040					=	0,00
2041					=	0,00
2042					=	0,00
2043					=	0,00
2044					=	0,00
2045					=	0,00
2046					=	0,00
2047					=	0,00
2048					=	0,00
2049					=	0,00
2050					=	0,00
2051					=	0,00
2052					=	0,00
2053					=	0,00
2054					=	0,00
2055					=	0,00
2056					=	0,00
2057					=	0,00
2058					=	0,00
2059					=	0,00
2060					=	0,00
2061					=	0,00
2062					=	0,00
2063					=	0,00
2064					=	0,00
2065					=	0,00
2066					=	0,00
2067					=	0,00
2068					=	0,00
2069					=	0,00
2070					=	0,00

Barwert bezogen auf das Jahr	
2019	
	80.178.869,86

Gesamtergebnis in €	
2018	0,00
2019	0,00
2020	0,00
2021	0,00
2022	0,00
2023	0,00
2024	0,00
2025	0,00
2026	0,00
2027	0,00
2028	0,00
2029	0,00
2030	1.376.567,50
2031	5.506.390,00
2032	5.506.390,00
2033	5.506.390,00
2034	5.506.390,00
2035	5.506.390,00
2036	5.506.390,00
2037	5.506.390,00
2038	5.506.390,00
2039	5.506.390,00
2040	9.282.033,13
2041	20.648.962,50
2042	20.648.962,50
2043	20.648.962,50
2044	20.648.962,50
2045	20.648.962,50
2046	20.648.962,50
2047	20.648.962,50
2048	20.648.962,50
2049	20.648.962,50
2050	0,00
2051	0,00
2052	0,00
2053	0,00
2054	0,00
2055	0,00
2056	0,00
2057	0,00
2058	0,00
2059	0,00
2060	0,00
2061	0,00
2062	0,00
2063	0,00
2064	0,00
2065	0,00
2066	0,00
2067	0,00
2068	0,00
2069	0,00
2070	0,00

Vorschlag f - Faktor

Barwert aus Entgelten aus verbindlichen Kapazitätsanfragen bezogen auf das Jahr	Barwert aus späteren Entgelten und der zurückgehaltenen Kapazität bezogen auf das Jahr	Barwert insgesamt bezogen auf das Jahr
2019	2019	2019
168.178.078,20	80.178.869,86	239.354.747,15

=> Vorschlag f-Faktor aus Art. 23 NC CAM (1) b), c) und d): **0,67**

Ergebnis Vorschlag für f-Faktor aus e), c) und d): Barwert aus Entgelten aus verbindlichen Kapazitätsanfragen/ Summe der Barwerte aus verbindlichen Kapazitätsanfragen und dem Barwert der Erlöse nach dem Zeitraum der verbindlichen Kapazitätsanfragen und dem Barwert

Anpassungsfaktor für Art. 23 NC CAM: **1**  
 Erläuterung: Ist vom Netzbetreiber abzuschätzen und zu begründen.  
 Vorschlag für den f-Faktor: **0,67**



Vorschlag F - Faktor

Bilanzwert aus Einträgen aus Verbindlichkeiten bezogen auf das Jahr:	2019	2018	Bilanzwert insgesamt bezogen auf das Jahr:
	222.065.413,00	158.702.213,78	380.867.627,78

Vorschlag für Art. 29 NC CAM (1)

=> Vorschlag F-Faktor

Ergebnis Verschlag für F-Faktor aus a), c) und d); Bilanzwert aus Einträgen aus Verbindlichen Kapazitätsaufträgen/ Summe der Bilanzergebnisse aus verbindlichen Kapazitätsaufträgen und dem Bilanzwert der Einträge aus dem Zeitraum der verbindlichen Kapazitätsaufträge und dem Bilanzwert der Einträge aus dem Zeitraum der verbindlichen Kapazität

Ergebnis Verschlag für Art. 29 NC CAM

Ergebnis Verschlag für Art. 29 NC CAM

Vorschlag für Art. 29 NC CAM

Vorschlag zur Bestimmung des F-Faktors aus Art. 29 (1) NC CAM

Die Einnahmen aus Aufträgen nach dem Zeitraum der verbindlichen Kapazitätsaufträge und Einnahmen aus dem neu zu eröffnenden Kapazität, nach dem Zeitraum der verbindlichen Kapazitätsaufträge

Die in den Spalten L und N zur die gab. höchsten Forder betragen, Werte in ganzen Forderungen in den Spalten L und N runden (Null nach)

Ergebnis

Jahr	Menge der voranschreitlich Bestandskapazität im Zeitraum der verb. Kapazitätsaufträge	Menge der voranschreitlich Bestandskapazität im Zeitraum der verb. Kapazitätsaufträge	Mögliche Auftragsaufschub	Ergebnis
2019	0,00	0,00	0,00	0,00
2020	0,00	0,00	0,00	0,00
2021	0,00	0,00	0,00	0,00
2022	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	0,00	0,00	0,00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,00
2031	0,00	0,00	0,00	0,00
2032	0,00	0,00	0,00	0,00
2033	0,00	0,00	0,00	0,00
2034	0,00	0,00	0,00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,00
2036	0,00	0,00	0,00	0,00
2037	0,00	0,00	0,00	0,00
2038	0,00	0,00	0,00	0,00
2039	0,00	0,00	0,00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,00
2041	0,00	0,00	0,00	0,00
2042	0,00	0,00	0,00	0,00
2043	0,00	0,00	0,00	0,00
2044	0,00	0,00	0,00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,00
2046	0,00	0,00	0,00	0,00
2047	0,00	0,00	0,00	0,00
2048	0,00	0,00	0,00	0,00
2049	0,00	0,00	0,00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,00
2051	0,00	0,00	0,00	0,00
2052	0,00	0,00	0,00	0,00
2053	0,00	0,00	0,00	0,00
2054	0,00	0,00	0,00	0,00
2055	0,00	0,00	0,00	0,00
2056	0,00	0,00	0,00	0,00
2057	0,00	0,00	0,00	0,00
2058	0,00	0,00	0,00	0,00
2059	0,00	0,00	0,00	0,00
2060	0,00	0,00	0,00	0,00
2061	0,00	0,00	0,00	0,00
2062	0,00	0,00	0,00	0,00
2063	0,00	0,00	0,00	0,00
2064	0,00	0,00	0,00	0,00
2065	0,00	0,00	0,00	0,00
2066	0,00	0,00	0,00	0,00
2067	0,00	0,00	0,00	0,00
2068	0,00	0,00	0,00	0,00
2069	0,00	0,00	0,00	0,00
2070	0,00	0,00	0,00	0,00

Jahr	Menge der voranschreitlich Bestandskapazität im Zeitraum der verb. Kapazitätsaufträge	Menge der voranschreitlich Bestandskapazität im Zeitraum der verb. Kapazitätsaufträge	Mögliche Auftragsaufschub	Ergebnis
2019	0,00	0,00	0,00	0,00
2020	0,00	0,00	0,00	0,00
2021	0,00	0,00	0,00	0,00
2022	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	0,00	0,00	0,00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,00
2031	0,00	0,00	0,00	0,00
2032	0,00	0,00	0,00	0,00
2033	0,00	0,00	0,00	0,00
2034	0,00	0,00	0,00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,00
2036	0,00	0,00	0,00	0,00
2037	0,00	0,00	0,00	0,00
2038	0,00	0,00	0,00	0,00
2039	0,00	0,00	0,00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,00
2041	0,00	0,00	0,00	0,00
2042	0,00	0,00	0,00	0,00
2043	0,00	0,00	0,00	0,00
2044	0,00	0,00	0,00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,00
2046	0,00	0,00	0,00	0,00
2047	0,00	0,00	0,00	0,00
2048	0,00	0,00	0,00	0,00
2049	0,00	0,00	0,00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,00
2051	0,00	0,00	0,00	0,00
2052	0,00	0,00	0,00	0,00
2053	0,00	0,00	0,00	0,00
2054	0,00	0,00	0,00	0,00
2055	0,00	0,00	0,00	0,00
2056	0,00	0,00	0,00	0,00
2057	0,00	0,00	0,00	0,00
2058	0,00	0,00	0,00	0,00
2059	0,00	0,00	0,00	0,00
2060	0,00	0,00	0,00	0,00
2061	0,00	0,00	0,00	0,00
2062	0,00	0,00	0,00	0,00
2063	0,00	0,00	0,00	0,00
2064	0,00	0,00	0,00	0,00
2065	0,00	0,00	0,00	0,00
2066	0,00	0,00	0,00	0,00
2067	0,00	0,00	0,00	0,00
2068	0,00	0,00	0,00	0,00
2069	0,00	0,00	0,00	0,00
2070	0,00	0,00	0,00	0,00

Jahr	Menge der voranschreitlich Bestandskapazität im Zeitraum der verb. Kapazitätsaufträge	Menge der voranschreitlich Bestandskapazität im Zeitraum der verb. Kapazitätsaufträge	Mögliche Auftragsaufschub	Ergebnis
2019	0,00	0,00	0,00	0,00
2020	0,00	0,00	0,00	0,00
2021	0,00	0,00	0,00	0,00
2022	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	0,00	0,00	0,00	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,00
2026	0,00	0,00	0,00	0,00
2027	0,00	0,00	0,00	0,00
2028	0,00	0,00	0,00	0,00
2029	0,00	0,00	0,00	0,00
2030	0,00	0,00	0,00	0,00
2031	0,00	0,00	0,00	0,00
2032	0,00	0,00	0,00	0,00
2033	0,00	0,00	0,00	0,00
2034	0,00	0,00	0,00	0,00
2035	0,00	0,00	0,00	0,00
2036	0,00	0,00	0,00	0,00
2037	0,00	0,00	0,00	0,00
2038	0,00	0,00	0,00	0,00
2039	0,00	0,00	0,00	0,00
2040	0,00	0,00	0,00	0,00
2041	0,00	0,00	0,00	0,00
2042	0,00	0,00	0,00	0,00
2043	0,00	0,00	0,00	0,00
2044	0,00	0,00	0,00	0,00
2045	0,00	0,00	0,00	0,00
2046	0,00	0,00	0,00	0,00
2047	0,00	0,00	0,00	0,00
2048	0,00	0,00	0,00	0,00
2049	0,00	0,00	0,00	0,00
2050	0,00	0,00	0,00	0,00
2051	0,00	0,00	0,00	0,00
2052	0,00	0,00	0,00	0,00
2053	0,00	0,00	0,00	0,00
2054	0,00	0,00	0,00	0,00
2055	0,00	0,00	0,00	0,00
2056	0,00	0,00	0,00	0,00
2057	0,00	0,00	0,00	0,00
2058	0,00	0,00	0,00	0,00
2059	0,00	0,00	0,00	0,00
2060	0,00	0,00	0,00	0,00
2061	0,00	0,00	0,00	0,00
2062	0,00	0,00	0,00	0,00
2063	0,00	0,00	0,00	0,00
2064	0,00	0,00	0,00	0,00
2065	0,00	0,00	0,00	0,00
2066	0,00	0,00	0,00	0,00
2067	0,00	0,00	0,00	0,00
2068	0,00	0,00	0,00	0,00
2069	0,00	0,00	0,00	0,00
2070	0,00	0,00	0,00	0,00

# Project proposal for the Incremental Capacity Process 2017 for the market border area between GASPOOL and TTF

By  
Gasunie Transport Services  
B.V.

Report  
Project proposal for the Incremental Capacity Process 2017 for the market border area  
between GASPOOL and TTF

Due by  
15 February 2019

Our reference  
18.410

# Contents

1 Introduction .....	3
2 Technical information.....	5
3 Commercial and economic information.....	9
Appendix I General conditions for booking of Incremental Capacity .....	14
Appendix II Project proposal of neighboring network operators.....	17

# 1 Introduction

The new version of the Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems (Regulation 2017/459) (NC CAM) requires the introduction of an EU-wide harmonized process for the inventory of market demand for incremental capacity by transport system operators (TSOs).

NC CAM states that each odd-numbered year, immediately after the start of the annual yearly capacity auctions, the TSOs shall cooperate in a market demand assessment and consequent activities such as a technical study, consultation and project proposal, starting in 2017.

The first market demand assessment has resulted in one viable non-binding demand indication from Gazprom Export for incremental capacity on the border between GASPOOL and TTF.

Table 1. Aggregated non-binding demand indication.<sup>1</sup>

From "EXIT CAPACITY"	To "ENTRY CAPACITY"	Gas year	Amount kWh/h	Request is submitted to other TSOs	Additional information
GASPOOL	TTF	2025/26	2,638,255	No	<b>GASPOOL exit:</b> Restricted allocable firm capacity from the border Russian Federation/GASPOOL <b>TTF Entry:</b> Firm capacity
GASPOOL	TTF	2026/27 - 2029/30	5,276,509	No	<b>GASPOOL exit:</b> Restricted allocable firm capacity from the border Russian Federation/GASPOOL <b>TTF Entry:</b> Firm capacity
GASPOOL	TTF	2030/31 - 2039/40	11,872,146	No	<b>GASPOOL exit:</b> Restricted allocable firm capacity from the border Russian Federation/GASPOOL <b>TTF Entry:</b> Firm capacity

<sup>1</sup> In the letter accompanying the inquiry from the shipper clarified that „Exit Bunde/Oude Statenzijl capacities in the amount of up to 11 872 MWh/h (circa 9 bcm/year (20°C)) starting from 2030 go beyond all the existing capacities at these exit points.“ During further clarifications the shipper also specified, that the whole requested demand for the time period 2025/26-2039/40 to be considered as additional to the existing technical capacity. Therefore the nonbinding demand indication for the purposes of this assessment consists of two parts: non-binding demand indication for incremental capacity, as identified in the table, and non-binding demand indication for existing capacity in the amount of difference between booked and available technical capacity on the GASPOOL-side of the border.

In the demand assessment phase, the GASPOOL and TTF TSO's have analyzed whether the existing capacity was sufficient to accommodate the demand indication. As the sum of both booked capacity and the maximum requested incremental capacity of 11,872,146 kWh/h is higher than the available technical capacity at the market area border, an incremental capacity project was started. Please see the Demand Assessment Report TTF-GASPOOL and the Consultation Document for the Market Area Border Between GASPOOL and TTF for more information.

The demand indication has been used to conduct a technical study to identify the possible technical measures to increase capacity at the market area border, the above mentioned Consultation and the present project proposal. This project proposal will be submitted to the Dutch regulatory authority, the Autoriteit Consument & Markt (ACM), to request approval for continuation of the incremental capacity process 2017. The GASPOOL TSOs will submit a project proposal for the measures on the German side of the border to the German regulator, Bundesnetzagentur (please see Annex II).

## 2 Technical information

At present, the GASPOOL and TTF market areas are connected via two physical L-gas connections and two physical H-gas connections at Oude Statenzijl: one connection with GUD and one connection with GASCADE, both of which are too small to honor the demand indication. In addition, at Emden the H-gas systems of GTS and GUD are relatively close, although GTS only has a physical connection with GASSCO, not with GUD.

The network technical capacity is the volume of gas that the network can handle at a given time. The network capacity from the market area border to the rest of the Netherlands is sufficient to accommodate the capacity requested in the demand indication. The requested capacity in the demand assessment stage is in line with the capacity and timing foreseen in the Dutch "Netwerk Ontwikkelingsplan 2017" (NOP 2017). The capacity is requested slightly later than foreseen in the TYNDP 2017 (TRA-N-873).

Based on the non-binding demand indication, the subsequent contact with Gazprom Export and the gas systems of GUD, GASCADE and GTS, three options have been explored to accommodate the requested capacities:

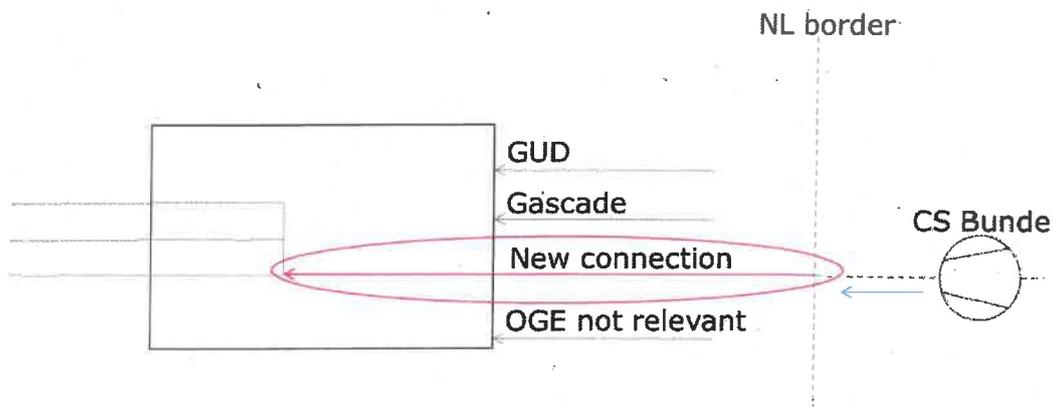
1. A new connection between GUD and GTS at Oude Statenzijl;
2. A new connection between GUD and GTS at Emden;
3. Transport via NCG to the Netherlands.

### 1. A new connection between GUD and GTS at Oude Statenzijl

A new connection between GUD and the GTS system at Oude Statenzijl.

Compression/reduction and metering will take place at compressor station Bunde (either by GASCADE or GUD), total costs of the new connection will be approximately €7.1 million (cost estimate with an accuracy of  $\pm 25\%$  at a P50 level). The price level includes an indexation to 2024. The cost estimate is valid for both new offer levels because the measures on the Dutch side are the same for both offer levels.

Figure 2. Schematic representation of Oude Statenzijl, new connection.



The German TSO's have indicated that their cost will be approximately €250 million when they need to deliver the requested capacity at Oude Statenzijl. For more information concerning the German measures see Annex II.

## 2. A new connection between GUD and GTS at Emden

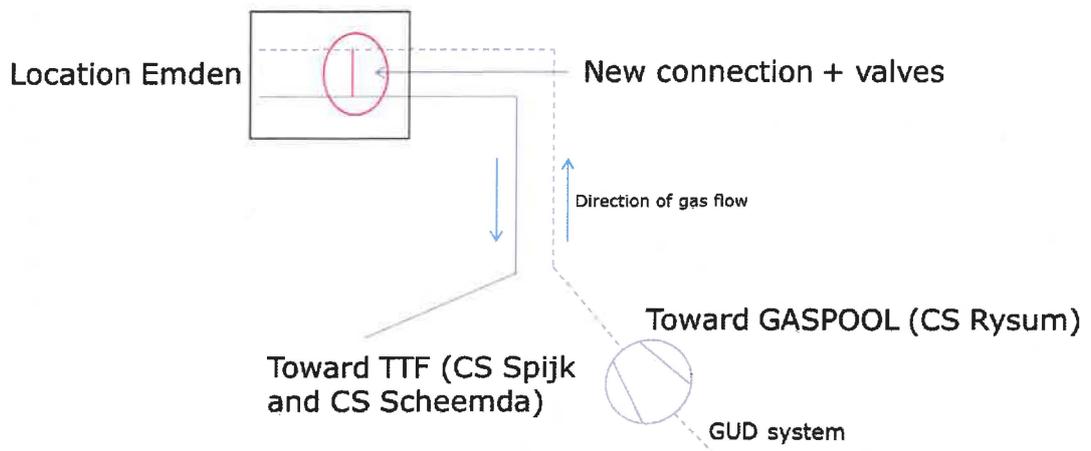
At present, both the GUD and GTS systems are connected with GASSCO at Emden to import Norwegian gas. Therefore, the respective systems are relatively close. In order to realize the requested capacity at the border a new system connection will be constructed between GASPOOL (GUD) and TTF at Emden. Figure 1 gives a schematic representation of the possible new situation at the Emden area.

In case of a new connection at Emden, GUD will compress the gas at compressor station (CS) Rysum, gas flow metering will take place at CS Emden and therefore will be performed by GUD.

The system connection consists of:

- A short pipeline at the GTS' location
- Isolation coupling
- Remotely operated actuator on an existing valve
- Facilities for telemetry

Figure 1. Schematic representation of Emden area.



Total costs of the new connection between GUD and GTS at Emden will be approximately €0.5 million (cost estimate with an accuracy of  $\pm 25\%$  at a P50 level). The price level includes an indexation to 2024.

The German TSO's have indicated that their cost will be approximately €5 million when they need to deliver the requested capacity at Emden. For more information concerning the German measures see Annex II.

## 3. Transport route via NCG to the Netherlands

Based on German legislation (§ 21 GasNZV), no later than 1 April 2022 the two German market areas NCG and GASPOOL need to be merged in order to create one German market area. Unfortunately, at present there is not a joint capacity model for NCG and GASPOOL

and, according to the German TSO's, it's not possible to create one in the current incremental process. Hence, no measures were determined for transport from GASPOOL via NCG to the Netherlands. For more information, please see Annex II for the German project proposal.

### Conclusion

Given the cost of the required measures on both sides of the border and the fact that one option cannot be researched, transport via GUD through a new connection between GUD and GTS at Emden, is the most cost efficient option.

GASCADE, GUD and GTS will continue to strive to accommodate the demand indication against the lowest possible costs.

### Planning - art 28 (1) (c) NC CAM

The current indicative planning of the technical measures is given in the below table. The current indicative planning of the commercial measures is included in Chapter III Commercial and economic information, on page 11.

Table 2. Milestone planning.

Milestone	Date
Go/No-go decision	July 2019
Basic engineering	2020/2021 in alignment with GUD
Detail engineering	2021/2022 in alignment with GUD
Ordering materials	01-10-2023
Contracting	2024
Permit application	2024
Site Preparation	2024/2025
Start construction	01-02-2025
Ready for Operation	01-04-2025
Final Handover	15-09-2025

### Measures to prevent/minimize delays – art 28 (1) (c) NC CAM

GTS takes the following measures to prevent delays:

- GTS maintains a list with potential future technical projects in order to keep track of the future workload and, in relation to that, the required personnel. Immediately after the finalization of the technical study, the project has been added to this list.
- The long lead materials (with longer delivery times) will be ordered well in advance of the construction phase.
- GTS will start well in advance with the project as the planning includes time to address possible setbacks such as soil pollution, the maximum lead-time for licensing etc.

GTS takes the following measures to minimize delays:

- Scaling up manpower (e.g. from one team working regular hours to shift work with two or three teams) and/or materials (e.g. from onsite fabrication to both onsite and offsite (pre)fabrication).

**Gasunie Transport Services B.V.**

- Rescheduling of project activities (e.g. in case of delayed permitting, part of the activities might be executed earlier whereas others are executed after the permit is granted).
- Reassignment of standardized materials from one project to another as long as it does not impact the planning of the former project negatively.

### 3 Commercial and economic information

Art 28 (1) of NC CAM prescribes that the project proposal shall contain the following commercial and economic information.

#### **Offer levels – Art 28 (1) (a) NC CAM**

According to article 3 (5) NC CAM an offer level means “the sum of the available capacity and the respective level of incremental capacity offered for each of the yearly standard capacity products at an interconnection point”. In contrast to the information in the consultation document, GTS and the German TSO’s will not offer a combination of existing and new capacity as incremental capacity, but will offer existing capacity in the regular auctions and incremental capacity in two offer levels in the incremental auctions. This is due to a new interpretation of NC CAM: in the initial interpretation incremental capacity could be offered on more than one interconnection point, in the new interpretation incremental capacity can only be offered on one interconnection point. As the TSO’s propose to build a new interconnection point, there is no existing capacity.<sup>2</sup>

#### **Offer level I and II**

##### *Technical capacity and offer levels*

As for GTS, one offer level would have sufficed as the technical measure is exactly the same for both offer levels. However, in order to accommodate the Demand Indication, GUD will need to build two sets of technical measures, one accounting to 7.3 GWh/h and one accounting to the full 11.9 GWh/h (please see the German project proposal for further information on the measures). Therefore, there are two offer levels, one of 7.3 GWh/h and one of 11.9 GWh/h for incremental capacity on the GPL-TTF border.

The technical measure on the Dutch side of the border consists of a new system connection with GASPOOL. All additional capacity which is generated by this measure will be offered to the market from the moment the system connection is realised, therefore the incremental capacity is higher than the requested capacity in the first two periods (2025/2026 and 2026/2027-2029/2030) of the demand indication.

##### *Reserve percentages*

The reserve percentages for offer level I and II differ for the GASPOOL and TTF market area. Art 8 (8) NC CAM prescribes that TSOs shall reserve at least 10% of the incremental technical capacity at the concerned interconnection point for short term auctions. GTS has proposed a reserve percentage of 10% to the Dutch regulator, ACM. ACM has accepted this proposal in decision ACM/17/031359. Due to national legislation, the German TSOs have to reserve an additional 10% of incremental capacity for short term auctions, resulting in a

---

<sup>2</sup> In Q1 2020 virtual interconnection points will be introduced. Aim of virtual interconnection points is to eliminate multiple connections between two market areas to facilitate flexible hub-to-hub trading for shippers. Therefore, in the future, incremental capacity concerns all interconnection points in the requested gas quality between two market areas and consists of both existing and new capacity. If, in the future, GTS can fully or partially accommodate the demand indication with existing capacity, it will take this option into account.

reservation percentage of 20% for incremental capacity. This difference in reserve percentage affects the amount of bundled capacity GTS can offer in the auction.

Article 19 (1) NC CAM states that on both sides of an interconnection point all firm capacity shall be offered as bundled capacity, in so far there is available firm or incremental capacity on both sides of the interconnection point. Hence, 80% bundled long term capacity, 10% unbundled long term capacity and 10% reserved for short term auctions.

Offer level I and II will be offered for a maximum of 15 years, from gas year 2025/2026 through 2039/2040, as prescribed by article 11 (3) NC CAM.

Table 3. Offer level I.

Offer level I (kWh/h)						
Period from	Period to	Technical capacity	Total offer level I	Bundled long term capacity (80%)	Unbundled long term capacity (10%)	Reserved for short term auctions (10%)
1-10-2025	30-9-2026	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2026	30-9-2027	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2027	30-9-2028	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2028	30-9-2029	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2029	30-9-2030	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2030	30-9-2031	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2031	30-9-2032	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2032	30-9-2033	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2033	30-9-2034	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2034	30-9-2035	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2035	30-9-2036	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2036	30-9-2037	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2037	30-9-2038	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2038	30-9-2039	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
1-10-2039	30-9-2040	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000

Table 4. Offer level II.

Offer level II (kWh/h)						
Period from	Period to	Technical capacity	Total offer level II	Bundled long term capacity (80%)	Unbundled long term capacity (10%)	Reserved for short term auctions (10%)
1-10-2025	30-9-2026	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2026	30-9-2027	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2027	30-9-2028	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2028	30-9-2029	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2029	30-9-2030	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2030	30-9-2031	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2031	30-9-2032	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000

Offer level II (kWh/h)						
Period from	Period to	Technical capacity	Total offer level II	Bundled long term capacity (80%)	Unbundled long term capacity (10%)	Reserved for short term auctions (10%)
1-10-2032	30-9-2033	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2033	30-9-2034	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2034	30-9-2035	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2035	30-9-2036	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2036	30-9-2037	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2037	30-9-2038	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2038	30-9-2039	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
1-10-2039	30-9-2040	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000

**Supplementary Terms and Conditions – Art 28 (1) (b) NC CAM**

Attached in Appendix I the "General conditions for booking of Incremental Capacity" of Gasunie Transport Services B.V. are given. These general conditions supplement the Transmission Service Conditions of Gasunie Transport Services B.V. and shall be applicable to the incremental capacity that will be contracted by shippers.

**Timeline – Art 28 (1) (c) NC CAM**

The below table provides the timeline for the incremental capacity process 2017.

Table 5. Timeline incremental capacity process 2017.<sup>3</sup>

Start date	End date	Description
27.07.2017		Start of design phase
27.07.2017	19.10.2017	Technical studies by TSOs
19.10.2017		Publication of consultation documents
19.10.2017	19.12.2017	Public consultation
19.12.2017	15.02.2019	Planning of offer levels by TSOs in close cooperation with NRAs and submission of the project proposal to the NRA.
15.02.2019	15.04.2019	Approval and publication of the required parameters acc. to Art. 28 Para 1 NC CAM by NRAs
01.05.2019		Publication of the approved parameters, the capacity products and the template of the contract(s) for the capacities offered within the framework of the network expansion project
1.7.2019		Annual auction/economic test

<sup>3</sup> The German timeline for the Incremental Capacity Process 2017 contains an additional milestone (the adjustment of the offer levels according to NRA decision by the TSO) stemming from the difference in interpretation of the NRA mandate. Whereas ACM states that it should integrally approve or reject the project proposal, BNetzA maintains that it has the ability to conditionally approve the project proposal resulting in possible changes to e.g. offer levels.

Due to the attempts of the German TSOs and BNetzA to find a workable solution for the difference between the demand indication submitted by Gazprom Export and the capacity Germany is able to offer in both market areas, it was decided to submit the project proposal not before 1 September as was initially planned, but before 31 October. According to NC CAM, the NRAs have six months to consider the project proposal, which would mean that their decision will be published at the latest on 30 April 2019. As the TSOs need to submit the data at the latest one month before the actual auction, they have one month to prepare the auctions.

#### **Parameters – Art 28 (1) (d) NC CAM**

##### *Present value of the binding commitments of network users for contracting capacity*

The value of the user commitments is calculated based on the estimated reference prices and a potential auction premium and a potential mandatory minimum premium multiplied by the amount of contracted incremental capacity; or as the sum of a potential auction premium and a potential mandatory minimum premium multiplied by the amount of available capacity that was contracted in combination with the incremental capacity.

Based on the price level of surrounding IPs, the reference price is approximately 0,998 Euro/kWh/h/y<sup>4</sup>. GTS will not apply a mandatory minimum premium, a potential auction premium might be applied by PRISMA if the requested amount of capacity is higher than the amount of capacity on offer.

The expected value of all user commitments for the current INC project, based on a booking period of 15 years, is approximately €80 million (PV User Commitments) for offer level 1 and €130 million (PV User Commitments) for offer level 2.

##### *Present value of the estimated increase in the allowed or target revenues*

The calculated regulatory revenues of the investment (PV increased allowed revenues) are approximately €0.6 million.

##### *F-factor*

Within the economic test the f-factor describes the share of the present value of the estimated increase in the allowed or target revenue of the transmission system operator associated with the incremental capacity included in the respective offer level to be covered by the present value of binding commitments of network users for contracting capacity calculated.

The f-factor has to be determined for each individual project proposal. Based on the principle that the investment costs should be, as much as possible, covered by the project, GTS therefore suggests to use, as a basic principle, a f-factor of 1 unless the specific project gives cause to adjust the f-factor.

---

<sup>4</sup> This is the reference price for 2019. The definitive reference price will be based on the tariff decision for 2020, to be taken by ACM in May 2019. This might result in changes with regard to the PV User Commitments revenues. The expected changes will have a minor influence on the outcome of the economic test.

The expected value of all user commitments for the current INC project, based on a booking period of 15 years, is approximately €80 million (PV User Commitments) for offer level 1 and approximately €130 million (PV User Commitments) for offer level 2. Therewith the PV of the User Commitments is much higher than the calculated regulatory revenues of the investment (PV increased allowed revenues) of approximately €0.6 million. As such GTS expects the value of the contractual commitments, based on the results of the annual yearly capacity 2019 auction, to exceed the estimated costs of the project. Therefore, the determination of the f-factor in this specific project is not a critical factor in the economic test.

According to Article 23 NC CAM the level of the f-factor may be influenced based on four parameters. Based on these parameters the ACM has decided to set the f-factor at 0.9 for the Incremental Capacity Process 2017, as laid down in decision ACM/17/031359. GTS proposes to use the f-factor of 0.9 as set by ACM.

**Extended time horizon – Art 28 (1) (e) NC CAM**

An extended time horizon beyond the allocation of 15 years after Ready for Operation (RFO) for contracting capacity is not required.

**Alternative allocation mechanism – Art 28 (1) (f) NC CAM**

Gasunie Transport Services B.V. did not receive any conditional demand indications and therefore did not request approval of the ACM, to use alternative allocation mechanisms.

**Fixed price approach – Art 28 (1) (g) NC CAM**

Gasunie Transport Services B.V. is not going to apply the fixed price approach according to Article 25 (1), sub b, ii Reg. 460/2017 (NC TAR) for this incremental capacity project, as a variable price system is applied in the Dutch system.

**Economic test**

Article 22 of NC CAM states that after the yearly auction has taken place and binding commitments of network users to contract capacity have been obtained, an economic test shall be performed for each offer level of an incremental capacity project. If the economic test has a positive outcome on both sides of an interconnection point for at least one offer level, the technical measures shall be built. If the economic test is negative, the incremental capacity project shall be terminated. Hence, it is very important that shippers book capacity in the regular auction of existing capacity and the two incremental offer levels. To ensure that shippers are aware that they are in the process of booking incremental capacity, the existing capacity and the two offer levels are labelled "incremental capacity" on PRISMA, the gas trading platform.

Based on article 22 NC CAM, the ACM has decided in decision ACM/17/031359 that the economic test shall be performed by GTS.

# Appendix I

## General conditions for booking of Incremental Capacity

### 1. General

- 1.1 These general conditions supplement the Transmission Service Conditions 2017-1 between Gasunie Transport Services B.V. ("*GTS*") and **shipper**, and its successors ("*TSC*"), and the *Dutch Network Code* as far as established by the Dutch energy regulator "Autoriteit Consument en Markt" pursuant to Article 12f of the Dutch Gas Act.
- 1.2 In the context of the *incremental capacity process* as prescribed in the Commission Regulation (EU) 2017/459 and pursuant to these general conditions, the TSC and the Dutch Network Code, *GTS* offers *incremental capacity* as firm **entry capacity** and/or **exit capacity** at **interconnection points** with a start date of 1 October 20xx in the annual yearly capacity auction of July 20yy of *PRISMA*; The Dutch energy regulator "Autoriteit Consument en Markt" has approved the project proposal for the *incremental capacity project* in its decision of XX-XX-XXXX;
- 1.3 These general conditions are applicable to *contracted incremental capacity*, in addition to the applicable *TSC* and the *Dutch Network Code*;
- 1.4 The provisions of the *TSC* shall apply to these general conditions as if the same were set out in these general conditions. If there is any inconsistency between any of the provisions of these general conditions and the provisions of the *TSC*, the provisions of these general conditions shall prevail.

### 2. Definitions

Expressions in italics and bold refer to expressions defined in Dutch in the Dutch Network Codes. Expressions in italics refer to expressions defined in these general conditions, the *TSC* or Commission Regulation (EU) 2017/459. In these general conditions the following words and expressions have the denoted meaning:

- a. *Construction Phase*: the period between the annual yearly capacity auction of July 20yy of *PRISMA* and the *start date* of the contracted *incremental capacity*;
- b. *Contracted incremental capacity*: *incremental capacity*, including firm available existing capacity that is part of the offer level containing the *incremental capacity*, contracted by **shipper** as firm **entry capacity** and/or **exit capacity** at an **interconnection point** in the annual yearly capacity auction of July 20yy of *PRISMA*;<sup>5</sup>
- c. *(To) Endeavour*: an obligation to take commercially practicable actions and to incur reasonable associated costs as far as a *reasonable and prudent*

<sup>5</sup> As mentioned in chapter 3, existing capacity is not part of incremental capacity in the current process. However, *GTS* aims to use these general conditions for booking incremental capacity also in future processes and therefore included existing capacity in the definition.

*operator* would do in similar circumstances, but excluding costs that – in the reasonable expectation of *GTS* – will not be included in the tariffs of *GTS* as established by the Dutch regulator “Autoriteit Consument en Markt” under article 82 of the Dutch Gas Act;

- d. *Start Date*: the first *Gas Day* of the period, as most recently adjusted by *GTS* in accordance with these general conditions, for which *shipper* has *contracted incremental capacity*;

### 3. Binding commitment in auction

- 3.1 **Shipper** enters into a binding capacity commitment by contracting *incremental capacity* as firm **entry capacity** and/or **exit capacity** at an **interconnection point** in the annual yearly capacity auction of July 20yy of *PRISMA*.
- 3.2 **Shipper** is committed to the *contracted incremental capacity* and is not allowed to cancel the *contracted incremental capacity* at any time, unless this is explicitly permitted under these general conditions or the *TSC*.
- 3.3 The commitment of *GTS* to the *contracted incremental capacity* is subject to positive outcomes of the *economic tests* on both sides of the *interconnection point* for the relevant offer level according to article 4 of these general conditions.

### 4. Economic tests

- 4.1 In addition to the obligations regarding the *economic tests* as stated in the NC CAM all *contracted incremental capacity* that, as a result of the *economic tests*, will not be part of an *incremental capacity project* shall automatically be terminated, without the obligation for *GTS* to pay any damages or costs to **shipper**. In such case, all rights and obligations of *GTS* and **shipper** with respect to the terminated *contracted incremental capacity* will lapse.

### 5. Rights and obligations of *GTS* in the *Construction Phase*

- 5.1 After notification that the *economic tests* have a positive outcome for an offer level on both sides of the *interconnection point* and that an *incremental capacity project* shall be initiated, *GTS* shall aim to make available at the latest on *Start Date* the *contracted incremental capacities* in compliance with the requirements of these general conditions.
- 5.2 If *GTS* is unable to make the *contracted incremental capacity* available to **shipper** on *Start Date*, *GTS* shall Endeavour to make the *contracted incremental capacity* available within a reasonable time thereafter.
- 5.3 In determining whether a measure can be deemed commercially reasonable within the meaning of 2.C above *GTS* shall in particular, without limitation, give consideration to the required public permits and/or approvals and the additional requirements, ancillary provisions and instructions (if any) imposed or given by the competent authorities as well as the applicable regulatory framework and the generally accepted principles for compensating owners and third parties holding rights of use as developed on the basis of the applicable case law.

- 5.3 If *GTS* is unable to make the *contracted incremental capacity* available in time, or if the adjacent TSO is unable to make the relevant *incremental capacity* at the other side of the *interconnection point* available in time, as a sole remedy the performance of **shipper's** corresponding obligations on both sides of the border shall be delayed accordingly.
- 5.4 *GTS* shall immediately inform **shipper** in writing if a delay of the *Start Date* becomes apparent.

## **Appendix II**

### **Project proposal of neighboring network operators**

# **Project application for approval of the procedure, initiated in 2017, for incremental capacities at the border between the market areas GASPOOL and TTF**

**15 February 2019**

**Gasunie Transport Services B.V.**

This project proposal was prepared by the following companies within the framework of the initiated procedure for incremental capacities:

**Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**

Pelikanplatz 5

30177 Hanover

Germany

Phone: +49 (0) 511 640 607 0

[webinfo@gasunie.de](mailto:webinfo@gasunie.de)

Fax: +49 (0) 511 640 607 1001

The logo for Gasunie, featuring the word "gasunie" in a lowercase, sans-serif font. The letters are blue, with a white outline for the 'g' and 'n'.

**GASCADE Gastransport GmbH**

Kölnische Str. 108–112

34119 Kassel

Germany

Phone: +49 (0) 561 934-0

[kontakt@gascade.de](mailto:kontakt@gascade.de)

Fax: +49 (0) 561 934-1208



Table of Contents

List of figures .....	20
List of tables .....	21
I. Introduction .....	22
II. Approval contents of the project application for incremental capacities on the German side of the market area border GASPOOL-TTF .....	23
1. Information regarding the non-binding market demand .....	23
2. Information regarding the processing of received statements relating to the project application .....	24
3. Information regarding the technical measures .....	25
4. Information regarding available capacity (existing capacity) at the market area border GASPOOL-TTF .....	28
5. Approval contents pursuant to Art. 28 (1) NC CAM .....	30
6. Approval application .....	38
III. Contact data .....	39
IV. Annexes.....	40

#### 4 List of Figures

Figure 1 Exemplary presentation of requirement of full contracting of existing capacities.....	28
Figure 2 Schematic constellation of offer levels 1 and offer level 2.....	30

**5 List of Tables**

<b>Table 1 Overview of existing capacity and of non-binding requests regarding offer level 1 (maximum value) .....</b>	<b>23</b>
<b>Table 2 Overview of existing capacity and of non-binding requests regarding offer level 2 (maximum value) .....</b>	<b>23</b>
<b>Table 3 Investment measures in the GUD grid .....</b>	<b>26</b>
<b>Table 4 Overview of existing capacity at the market border Exit GASPOOL - Entry TTF 29</b>	
<b>Table 5 Overview of yearly capacity auction offer level 1 and offer level 2.....</b>	<b>31</b>
<b>Table 6 Steps of the present process cycle .....</b>	<b>32</b>
<b>Table 7 Additional steps technical measures .....</b>	<b>33</b>

## **I. Introduction**

Following the conclusion of phase 1 of the procedure initiated in 2017 in accordance with Regulation (EU) 2017/459 (network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems; hereinafter "NC CAM") for incremental capacities at the market area border between the market areas GASPOOL and TTF, the participating transmission system operators (TSOs) started the design phase for the technical projects (phase 2) and concluded their consultations at the end of 2017. As described in the report on the Market Demand Assessment 2017 (published on 27 July 2017), there is a permanent need for additional capacities on both sides of this market area border. The Technical Study described how the transmission system can be expanded efficiently in consideration of the transmission system topology and economic aspects. This project application is a joint document of the involved TSOs of the GASPOOL market area. The involved TSOs are GASCADE Gastransport GmbH (hereinafter: GASCADE) and Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (hereinafter: GUD). The project application of the involved TSO of the TTF market area, Gasunie Transport Services B.V. (hereinafter: GTS), has been attached as Annex 4 to this project application for information purposes. Both applications have been coordinated among the TSOs.

II. Approval contents of the project application for incremental capacities on the German side of the market area border GASPOOL–TTF

1. Information regarding the non-binding market demand

The summarised and non-binding requests for firm capacities that follow have been incorporated into the Technical Study as well as this project application (maximum values):

Existing capacity plus offer level 1:

TSO	Capacity type (flow direction)	Interconnection point	Current technically available capacity (TAC) (kWh/h/a)	Total TAC	Request* (kWh/h/a)	Product
GUD	Exit capacity (GASPOOL → TTF)	Bunde/Oude Statenzijl H	2,100,000	14,519,680	21,819,680 (+7,300,000)	Dynamically allocatable capacity
GASCADE	Exit capacity (GASPOOL → TTF)	Bunde/Oude Statenzijl H	12,419,680			
GTS	Entry capacity (GASPOOL → TTF)	Bunde/Oude Statenzijl H	17,872,764	17,872,764	25,172,764 (+7,300,000)	firm

Table 1 Overview of existing capacity and of Non-Binding Requests regarding offer level 1 (maximum value)

Existing capacity plus offer level 2:

TSO	Capacity type (flow direction)	Interconnection point	Current technically available capacity (TAC) (kWh/h/a)	Total TAC	Request* (kWh/h/a)	Product
GUD	Exit capacity (GASPOOL → TTF)	Bunde/Oude Statenzijl H	2,100,000	14,519,680	26,419,680 (+11,900,000)	Dynamically allocatable capacity
GASCADE	Exit capacity (GASPOOL → TTF)	Bunde/Oude Statenzijl H	12,419,680			
GTS	Entry capacity (GASPOOL → TTF)	Bunde/Oude Statenzijl H	17,872,764	17,872,764	29,772,764 (+11,900,000)	firm

Table 2 Overview of existing capacity and of Non-Binding Requests regarding offer level 2 (maximum value)

\*In a letter that was enclosed with the shipper's request, there was a presentation describing that the requested capacities at the exit point Bunde/Oude Statenzijl H of up to 11,872 MWh/h (approx. 9 billion m<sup>3</sup>/year (20° C)) will exceed all the existing bundled

capacities at the exit points as of 2030. In the course of later clarifications, the shipper stated that the total required need for the period 2025/26–2039/40 should be regarded as capacity in addition to the existing technical capacity.

## **2. Information regarding the processing of received statements relating to the project application**

During the consultation period of the Technical Study for incremental capacities at the border between the market areas GASPOOL and TTF, a statement on the consulted Technical Study was submitted. The statement criticises that only parts of the non-binding requested capacities were taken into consideration and that the request was taken into consideration in two separate Technical Studies. Moreover, there is criticism that the requested entry capacity to the market area NetConnect Germany (hereinafter: NCG) is not considered.

The TSOs have critically appraised the statement. Ultimately, the TSOs come to the same conclusions as during preparation of the Technical Study. Consequently, the TSOs have based the project application without any changes on the Technical Studies. This is the background:

Since according to Section 21 Gas Grid Access Ordinance (GasNZV) the market areas GASPOOL and NCG must be merged by no later than 01/04/2022, the non-binding capacity request NCG entry cannot be processed expediently. This is the case because the basis for a modelling of this capacity request — a capacity model encompassing both of the two market areas today — is not yet available. These circumstances were described in the consulted Technical Studies.

### 3. Information regarding the technical measures

Technical studies based on the non-binding requests described in the report on the market demand assessment were carried out for the market area border GASPOOL–TTF. An increase of exit capacity demand from GASPOOL to TTF in the amount of 11,872,146 kWh/h (rounded off: 11.9 GW; maximum value) was determined. This was used as the basis for the Technical Study. Three possible options for technical realisation were considered: (i) transport via the GASCADE transmission system network; (ii) via the GUD transmission system network; and (iii) via the market area NCG.

(i) Transport via the GASCADE transmission system network:

In the event of transport via the GASCADE transmission system network, the requested capacities will be provided at the network interconnection point Bunde. The existing transmission system network would have to be expanded by the following expansion measures for realisation of the requested capacities:

1. Compressor station in Bunde
2. Loop line (approx. 70 km)

The investment costs for these system network expansion measures amount to about €250m.

(ii) Transport via the GUD transmission system network:

The transport route via the GUD transmission system network plans provision of the capacity at the network interconnection point Knock. To increase the available technical capacity in the GUD network investment measure would require an investment of approx. €5,2m. The measures are described in greater detail in the table below:

Project No.	Description
1	Increase in overfeed capacities between NEL and the GUD network at the measuring station Embsen €0.3m
2	Performance expansion of the existing measuring station Folmhusen €0.45m

3	Performance expansion of the existing measuring station for provision of service to GTS via the network interconnection point Knock €0.5m
<b>Investment costs offer level 1</b>	<b>€1,250,000</b>
4	Performance expansion of the existing measuring station Folmhusen €0.45m
5	Performance expansion of the existing measuring station for provision of service to GTS via the network interconnection point Knock €0.5m
6	Laying of pipelines for reversal of the flow direction at the existing compressor station Holtum €3m
<b>Investment costs offer level 2</b>	<b>€5,200,000</b>

Table 3 Investment measures in the GUD grid

By focusing on the modifications to existing assets, the project terms can be kept very short (presumably < 3 years) and the approval risks are low. The projects can be initiated following a successful economic test and begin operation by no later than 2025.

(iii) Transport via the NCG market area:

Pursuant to Section 21 GasNZV, the market areas GASPOOL and NCG must be merged by no later than 1 April 2022. Since, as a consequence, there will be a unified German market area from 2025, the TSOs in the market area GASPOOL turned to the TSOs in the NCG market area for the purpose of conducting a joint technical study. At this time, however, there is still no finalised joint capacity model between the GASPOOL and NCG market areas, nor is it possible to create such a model within the framework of the planning phase of the current procedure. It is therefore not possible to determine the measures necessary for the provision of conditional capacities for transport from the market area border RU-GASPOOL to the Netherlands via the NCG market area.

The network interconnection points on the border between NCG and GASPOOL must be incorporated into one capacity model as the first step. In any case, it must be pointed out today that a routing via the NCG market area for transports to the Netherlands would exacerbate the current bottlenecks between the GASPOOL and NCG market areas. Moreover, the market area conversion from LCG to HCG will not have been completed in 2025 so that the existing LCG infrastructure cannot be used to provide these capacities.

Conclusion:

The project partners apply for approval to provide the requested capacities via the expansion of the GUD grid.

Owing to the lack of a cross-market area capacity model, a detailed comparison of the transport route via the NCG market area with the expansion measures in the GASPOOL market area is at this time not possible. As described above, routing via the NCG market area for transports to the Netherlands would exacerbate the current bottlenecks between the two German market areas. Since the market area conversion from LCG to HCG will not have been completed in 2025, the current LCG infrastructure cannot be used for the provision of these capacities. Viewed against this background and in consideration of the total relative low investment cost for the incremental, on both sides of the border, the expansion of the GUD grid and the adjustment in the GTS grid is the preferred expansion option. In addition to the comparably low investment costs, the expansion options and transport routes described here appear as highly advantageous for other reasons as well. The selected technical solution ensures long-term use of the existing infrastructure. The project terms can be kept very short (presumably < 3 years) and the approval risks are comparatively low because very little new infrastructure is required and focus is on the modification of existing assets. The requested capacities can also be carried out on the part of GTS at low investment costs (see appendix 4).

**4. Information regarding available capacity (existing capacity) at the market area border GASPOOL-TTF**

In order to ensure efficient network expansion, the existing capacities at the GASPOOL - TTF market area boundary should also be considered. Taking the existing capacities at the market area border into account in combination with the new capacities to be created ensures efficient use of existing infrastructure. In addition to the contracted capacities in the auctions of offer levels 1 and offer level 2, the project partners propose to consider the booking situation of the existing capacities at the market border GASPOOL - TTF.

The project partners propose the following procedure:

If the existing capacity is fully contracted in the corresponding gas year, the proportionate “volume of the binding requests for incremental capacity in kWh/h/a”\* for each year will be entered in the BNetzA tool for the economic test (see 5. D. Defined parameters pursuant to Art. 22 (1) NC CAM (point (d) of Art. 28 (1) NC CAM)).

If the existing capacity in a gas year is not fully contracted, the prerequisites for the conduct of the economic test are not met for this gas year. No volumes are included in the economic test for the specific gas year.

The following figure illustrates the procedure:

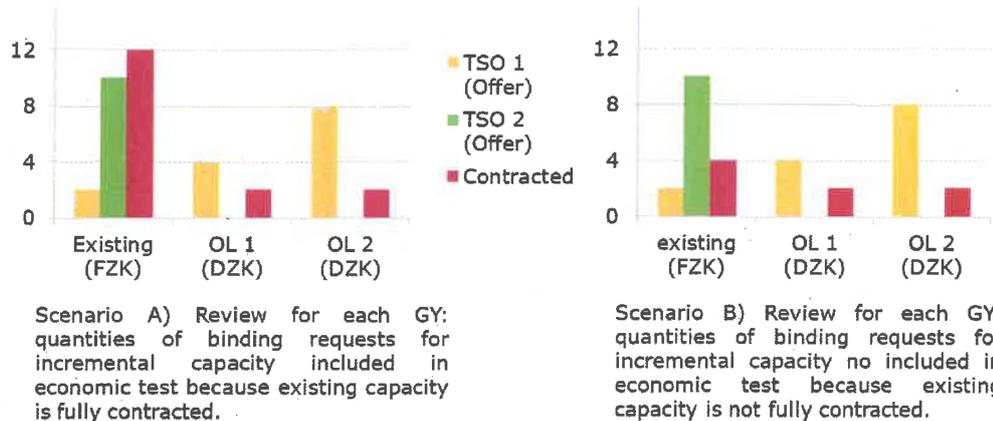


Figure 1 Exemplary presentation of requirement of full contracting of existing capacities

Available existing capacity will be offered in standard capacity products at the market area border Exit GASPOOL – Entry TTF by GASCADE at network point Bunde and by GUD at network point Oude Statenzijl H. The available existing capacity is shown in **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden..** The examination of whether the condition for the complete contracting of the existing capacity in each GY has been met is conducted by the BNetzA.

table 2) products to be offered	existing capacity		
	total amount	existing capacity FZK GUD Oude Statenzijl H	existing capacity FZK Gascade Bunde
GWJ 25/26	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 26/27	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 27/28	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 28/29	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 29/30	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 30/31	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 31/32	2.377.891	1.680.000	697.891
GWJ 32/33	7.959.300	1.680.000	6.279.300
GWJ 33/34	10.322.315	1.680.000	8.642.315
GWJ 34/35			
GWJ 35/36			
GWJ 36/37			
GWJ 37/38			
GWJ 38/39			
GWJ 39/40			
		9	9

Table 4 Overview of existing capacity at the market border Exit GASPOOL - Entry TTF

Since the marketing period of existing capacity is limited to 15 years according to Art. 11 (3) first sentences NC CAM (GY 19/20 to GY 33/34) only bookings for existing capacities for GY 25/26 to GY 33/34 are considered.

\*See BNetzA tool Annex 3a and Annex 3b, sheet economic test, cell C10

**5. Approval contents pursuant to Art. 28 (1) NC CAM**

**a. Offer level (point (a) of Art. 28 (1) NC CAM)**

During the economic test pursuant to Art. 22 NC CAM, there will be a review at every offer level whether the present value of the total revenue from the contracting of the incremental capacities equals as a minimum the product of the f-factor multiplied by the present value of the estimated rise in permissible revenue of the TSOs (“costs”) corresponding to the offer level. In accordance with Art. 22 (3) second sentence NC CAM, the offer level with the largest amount of capacity from among the offer levels with a positive outcome will be used.

GUD will offer two offer levels for incremental capacity in the annual auction 2019 at the new cross border point Knock. The shipper must note at this time that it must submit a bid in every gas year in all auctions in order to obtain capacity allocations. The capacities being offered will be calculated in accordance with Art. 11 (6) NC CAM. The mandatory reservation of 20% for incremental capacities pursuant to Art. 8 (8) NC CAM and the ruling by the Federal Network Agency (BNetzA) BK7-15-001 (KARLA Gas) will be taken into account. Since KARLA Gas does not apply in the TTF market area, the reservation of 10% for incremental capacities pursuant to NC CAM will be followed in the TTF market area. There will be one auction for offer level 1 and one auction for offer level 2 per gas year. The different reservation rates will result in unbundled products on the TTF side.

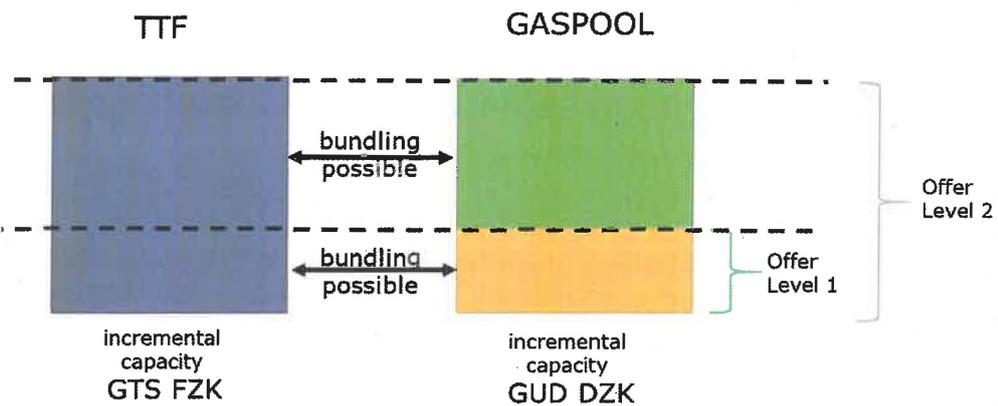


Figure 2 Schematic Constellation of offer levels 1 and offer level 2

Offer level 1 and 2 will be offered will be offered for a maximum of 15 years after the start of operational use. Offer Levels 1 and 2 will be offered from gas year (GY) 25/26

to GY 39/40. The capacity products of offer levels 1 and 2 are shown in the following table (taking into account the reservation quota of 20%):

products to be offered	Offer Level 1	Offer Level 2
	incremental capacity DZK Gasunie Knock	incremental capacity DZK Gasunie Knock
GWJ 25/26	5.840.000	9.520.000
GWJ 26/27	5.840.000	9.520.000
GWJ 27/28	5.840.000	9.520.000
GWJ 28/29	5.840.000	9.520.000
GWJ 29/30	5.840.000	9.520.000
GWJ 30/31	5.840.000	9.520.000
GWJ 31/32	5.840.000	9.520.000
GWJ 32/33	5.840.000	9.520.000
GWJ 33/34	5.840.000	9.520.000
GWJ 34/35	5.840.000	9.520.000
GWJ 35/36	5.840.000	9.520.000
GWJ 36/37	5.840.000	9.520.000
GWJ 37/38	5.840.000	9.520.000
GWJ 38/39	5.840.000	9.520.000
GWJ 39/40	5.840.000	9.520.000
	15	15

Table 5 Overview of yearly capacity auction Offer Level 1 and Offer Level 2

The number of auctions can be seen in the above overview:

- Offer Level 1: 15 auctions
- Offer Level 2: 15 auctions

Information about the GTS offer level can be found in Annex 5. Further details on offer levels 1 and 2 of GUD can be found in Annex 1.

Now, in contrast to the Technical Study, the presented offer level only consist out of incremental capacity and do no longer consider existing capacity. This change is based on intense discussions between the involved TSO and national regulation authorities. Information regarding available existing capacity can be found in section 4.

**b. Supplementary Terms and Conditions (point (b) of Art. 28 (1) NC CAM)**

The draft of the General Rules and Conditions (GRC) is attached to this document as Annex 2.

**c. Timeline for the project (point (c) of Art. 28 (1) NC CAM)**

The steps of the procedure initiated in 2017 for incremental capacities on the border between the GASPOOL and TTF market areas have been outlined pursuant to NC CAM as follows:

Starting date	End date	Description
27/07/2017		Start of the design phase
27/07/2017	19/10/2017	Technical Studies by the TSOs
19/10/2017		Publication of the consultation documents
19/10/2017	19/12/2017	Public consultation
19/12/2017	15/02/2019	Planning of the offer levels by the TSOs in close cooperation with the national regulatory authorities
15/02/2019	15/04/2019	Approval and publication of the required parameters by the national regulatory authorities pursuant to Art. 28 (1) NC CAM
15/04/2019	30/04/2019	Adaptation of the offer levels by the TSOs in consideration of the requirements of the regulatory authorities
01/05/2019		Publication of the approved parameters, the capacity products and the template of the contract(s) for the capacities offered within the framework of the network expansion project
01/07/2019		Annual auction/Economic test

**Table 6 Steps of the Present Process Cycle**

The measures for the network expansion for the successful offer level will be initiated after the conduct of the PRISMA auction for annual capacity products in July 2019 and successful completion of the economic test. Operational readiness for all technical measures is scheduled for 1 October 2025.

The presentation below outlines the further steps and also outlines a rough timeline for the technical measures based on previous projects and the current planning status. Experience with previous projects indicates that this timeline includes time buffers for the avoidance of delays in provision of the capacities.

Starting date	Duration	Description
08/2023	5 months	Necessary internal project initiation
12/2023	4 months	Detail engineering
08/2024	9 months	Applications and approvals
04/2024	9 months	Tender and award
08/2024	9 months	Order/delivery
12/2024	4 months	Order/delivery of other materials
04/2025	6 months	Construction phase
10/2025		Operational startup
10/2025	5 months	Project conclusion/completion

Table 7. Additional Steps Technical Measures

The aforementioned dates are provisional and subject to change. If the results of the economic test are positive, the measures of the described expansion option (ii) transport via the GUD network will be initiated. More precise detailing of the timeline will take place after the economic test is passed successfully. (See Table 3 Investment measures in the GUD grid

for information concerning the milestones of the technical measures.)

Based on the successful economic test, the marketed incremental capacities will be incorporated in the network development plan Gas 2020–2030.

**d. Defined parameters pursuant to Art. 22 (1) NC CAM (point (d) of Art. 28 (1) NC CAM)**

**Estimated reference price pursuant to point (i) of point (a) of Art. 22 (1) NC CAM:**

The BNetzA has developed and published a calculation tool (hereinafter: “BNetzA tool”) aimed at enhancing transparency for the economic test pursuant to Art. 22 NC CAM. In the BNetzA tool, the indicative reference price during fusion of the GASPOOL and NCG market areas published in the decision of the BK9 (file number BK9-18//610-NCG and BK9-18/611-GP) entitled REGENT is used as an estimated reference price for the year 2022. It amounts to €3.97/kWh/h/a. Since the incremental capacities are dynamically allocatable capacities, a discount of 5% is calculated so that the reference price amounts to €3.7715/kWh/h/a. In clarification, it is pointed out here that the indicated reference price is used solely for the conduct of the economic test and does

not represent an agreement concerning the charges that must be paid during the pertinent service period of the relevant capacity contracts. The completed BNetzA tool is attached to this application as Annex 3a (offer level 1) and Annex 3b (offer level 2).

Auction premium pursuant to point (a) of Art. 22 (1) NC CAM:

The algorithm for ascending clock auctions pursuant to Art. 17 NC CAM applies to the auction of the incremental capacities pursuant to Art. 29 (1) NC CAM. This may result in an auction premium. Any such premium will not be known until after the annual auction 2019. For this reason, it was not taken into account in the calculation of the f-factor, but it must be included in the economic test.

Mandatory minimum premium pursuant to point (ii) of point (a) of Art. 22 (1) NC CAM:  
No mandatory minimum premium is used.

Present value of the estimated increase in the allowed revenue pursuant to point (b) of Art. 22 (1) NC CAM:

The following estimated allowed revenue increases were calculated with the aid of the BNetzA tool:

- Marketing offer level 1: €2,173,439.37
- Marketing offer level 2: €14,977,323.29

These values differ from the values that were published and consulted within the framework of the Technical Studies. Following intense discussion between the involved TSOs and the BNetzA regarding the input variables for the economic test, the present value of the estimated increase in the allowed revenue was reduced. Details are shown in Annexes 3a and 3b.

f-factor pursuant to point (c) of Art. 22 (1) NC CAM:

The following f-factors have been calculated with the aid of the BNetzA tool:

- Marketing offer level 1: 0.67
- Marketing offer level 2: 0.63

These values were published and consulted within the scope of the Technical Studies.

The following assumptions were made in the calculation with the aid of the BNetzA tool (Art. 23 (1) NC CAM):

- a) The amount of technical capacity set aside in accordance with Art. 8 (8) and (9);
- b) Positive externalities of the incremental capacity project on the market or the transmission network, or both;
- c) The duration of binding commitments of network users for contracting capacity compared to the economic life of the asset;

- d) The extent to which the demand for the capacity established in the incremental capacity project can be expected to continue after the end of the time horizon used in the economic test.

Procedure:

The BNetzA tool contains mathematical assessments for calculation of the f-factor pursuant to the criteria a), c) and d). The f-factor is calculated from the ratio of the present value of the binding commitments of network users for contracting capacities beyond the time horizon of the first annual auction in which the incremental capacities in each case are offered pursuant to point (a) of Art. 22 (1) NC CAM to the present value of all expected commitments of network users for contracting the pertinent capacities.

The proposed f-factors were calculated as shown below:

- a) The technically available capacity set aside pursuant to Art. 8 (8) NC CAM and in accordance with BNetzA ruling BK7-15-001 (KARLA Gas) of 20% of the increment capacity contained in each offer level amounts to:
- Offer level 1: 1,460,000 kWh/h
  - Offer level 2: 2,380,000 kWh/h

The capacity offer of incremental capacities determined in the annual auction 2019 for the years 2025/26 to 2029/30 exceeds the non-binding demand shown in the market demand assessment phase. For this reason, it has been assumed that the reserved capacities will in the short term not be contracted before 2030/31 (until 2039/40).

- b) Other positive externalities were not determined.
- c) Pursuant to Article 11 (3) NC CAM, offer levels within the scope of the annual auction may be offered for a maximum of 15 years after the start of operational use if incremental capacity is offered.
- Since the incremental capacities offered in the annual auction 2019 will exceed the non-binding requests for capacities in GY 2025/26 to 2029/30, it was assumed for this period that contracting of transport customers will be in accordance with the non-binding market demands (Offer Levels 1 and 2).
    - GY 2025/26 request in the amount of 2,638,255 kWh/h
      - 659,563 kWh/h in 2025 (Q4)
    - GY 2026/27 request in the amount of 5,276,509 kWh/h

- 1,978,691 kWh/h in 2026 (Q1–Q3)
  - 1,319,127.25 kWh/h in 2026 (Q4)
  - In total 3,297,818 kWh/h in 2026
- GY 2027/28–GY 2029/30 request in the amount of 5,276,509 kWh/h
  - 5,276,509 kWh/h in 2027, 2028 and 2029
- For the period from 2030/31 to 2039/40, it was assumed that the incremental capacities offered in the annual auction 2019 will be contracted completely.

GY 2030/31 to GY 3039/40 request in the amount of 11,872,146 kWh/h

- Offer Level 1:
  - 3,957,381 kWh/h in 2030 (Q1–Q3)
  - 1,460,000 kWh/h in 2030 (Q3)
  - In total 5,417,382 kWh/h in 2030
- Offer Level 2:
  - 3,957,381 kWh/h in 2030 (Q1–Q3)
  - 2,380,000 kWh/h in 2030 (Q4)
  - In total 6,337,382 kWh/h in 2030
- Offer Level 1: 5,840,000 kWh/h for the period 2031–2039
- Offer Level 2: 9,520,000 kWh/h for the period 2031–2039
- Offer Level 1: 4,380,000 kWh/h in 2040 (Q1–Q3)
- Offer Level 2: 7,140,000 kWh/h in 2040 (Q1–Q3)

The start of operational use is scheduled for 2025. The economic life of the assets was recognised in accordance with regulatory and usual depreciation periods. The described investment relates in part to a compressor station. According to Annex 1 of Section 6 (5) Gas Grid Access Ordinance (GasNZV), the regulatory and usual economic life for compressors amounts to 25 years. The start of operational use is scheduled for 2025, so the final write-offs would be made in 2049. Based on current market assessments, it is assumed for the period from 2039/40 to 2048/49 that 75% of the total incremental capacities would be contracted.

d) The decisive year for the determination of the time horizon for the economic life and the economic test is 2049. No contracting was considered for the period 2049 and later.

**e. Exceptionally extended marketing horizon (point (e) of Art. 28 (1) NC CAM)**

An extended marketing horizon is not used.

**f. Alternative allocation mechanism (point (f) of Art. 28 (1) NC CAM)**

An alternative allocation mechanism is not used.

**g. Fixed price approach (point (g) of Art. 28 (1) NC CAM)**

A variable price system is used in Germany, so fixed prices were not used.

**h. Economic test**

Pursuant to Item 1 of the tenor of the decision of BK 9 (file number BK9-17/609) entitled INKA, the economic test for every offer level of a project for incremental capacity pursuant to Art. 22 NC CAM is conducted by the BNetzA. In Part II of the specification decision, the BK 9 notes that the economic test is an element of the project proposal and all basic questions of the economic test must be clarified in the proposal. Fundamental aspects were clarified with the aid of the BNetzA tool in the Technical Study.

The transmission system operators request the following procedure during the performance of the economic test:

Economic test of offer level 2

If the economic test shows that the present value of the total revenue through contracting of incremental capacity in offer level 2  $> \text{€}9,435,713.67$  is true, offer level 2 is successful and offer level 1 and the existing capacity products are dropped.

Economic test of offer level 1

If the economic test of offer level 2 is not successful and if the present value of the total revenue from contracting of incremental capacity in offer level 1  $> \text{€}1,456,204.38$  is true in addition, offer level 1 is successful and offer level 2 and the existing capacity products are dropped.\*

\*Estimated allowed revenue increase multiplied by the f-factor of each offer level (see in addition "Defined parameters pursuant to Art. 22 (1) NC CAM (point (d) of Art. 28 (1) NC CAM)").

## **6. Approval application**

GASCADE and GUD apply to the Federal Network Agency for approval of the contents shown in Part II for the continuation of the conduct of the procedure for incremental capacities pursuant to NC CAM.

**III. Contact Data**

**Gasunie Deutschland Transport Services  
GmbH**

Kerstin Kiene

+49 511 640 607 2076

Kerstin.Kiene@gasunie.de

**GASCADE Gastransport GmbH**

Michael Walkus

+49 561 934 2968

Michael.Walkus@gascade.de

**IV. Annexes**

1. Offer levels GASCADE and GUD
2. Supplementary terms and Conditions
3. BNetZA Tool
  - a. Exit GP-TTF Level 1
  - b. Exit GP-TTF Level 2
4. Project Application of the Dutch Transmission System Operator Gasunie Transport Services B.V. (GTS)
5. Offer Level GTS

**Darstellung des Angebots von Bestandskapazität Entry TTF**

<b>Entry TTF Exit Gaspool</b>			
<b>Bestandskapazität</b>			
<b>Zeitraum von</b>	<b>Zeitraum bis</b>	<b>Bestehende Technische Kapazität kWh/h</b>	<b>Bestehende verfügbare Kapazität kWh/h</b>
01.10.2019	30.09.2020	17.872.764	2.377.891
01.10.2020	30.09.2021	17.872.764	2.377.891
01.10.2021	30.09.2022	17.872.764	2.377.891
01.10.2022	30.09.2023	17.872.764	2.377.891
01.10.2023	30.09.2024	17.872.764	2.377.891
01.10.2024	30.09.2025	17.872.764	2.377.891
01.10.2025	30.09.2026	17.872.764	2.377.891
01.10.2026	30.09.2027	17.872.764	2.377.891
01.10.2027	30.09.2028	17.872.764	2.377.891
01.10.2028	30.09.2029	17.872.764	2.377.891
01.10.2029	30.09.2030	17.872.764	2.377.891
01.10.2030	30.09.2031	17.872.764	2.377.891
01.10.2031	30.09.2032	17.872.764	2.377.891
01.10.2032	30.09.2033	17.872.764	7.959.300
01.10.2033	30.09.2034	17.872.764	10.322.315

**Darstellung der Angebotslevels 1 und 2 Entry TTF**

<b>Angebotslevel I (kWh/h)</b>						
<b>Zeitraum von</b>	<b>Zeitraum bis</b>	<b>Technische Kapazität</b>	<b>Gesamt Angebotslevel I</b>	<b>Gebündelt vermarktete langfristige Kapazität (80 %)</b>	<b>Ungebündelt vermarktete langfristige Kapazität (- 10 %)</b>	<b>Reservierung für Auktion für kurzfristige Auktionen (- 10 %)</b>
01.10.2025	30.09.2026	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2026	30.09.2027	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2027	30.09.2028	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2028	30.09.2029	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2029	30.09.2030	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2030	30.09.2031	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2031	30.09.2032	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2032	30.09.2033	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2033	30.09.2034	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2034	30.09.2035	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2035	30.09.2036	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2036	30.09.2037	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2037	30.09.2038	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2038	30.09.2039	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000
01.10.2039	30.09.2040	11.900.000	7.300.000	5.840.000	730.000	730.000

<b>Angebotslevel II (kWh/h)</b>						
<b>Zeitraum von</b>	<b>Zeitraum bis</b>	<b>Technische Kapazität</b>	<b>Gesamt Angebotslevel II</b>	<b>Gebündelt vermarktete langfristige Kapazität (80 %)</b>	<b>Ungebündelt vermarktete langfristige Kapazität (- 10 %)</b>	<b>Reservierung für Auktion für kurzfristige Auktionen (- 10 %)</b>
01.10.2025	30.09.2026	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2026	30.09.2027	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2027	30.09.2028	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2028	30.09.2029	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2029	30.09.2030	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2030	30.09.2031	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2031	30.09.2032	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2032	30.09.2033	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2033	30.09.2034	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2034	30.09.2035	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2035	30.09.2036	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2036	30.09.2037	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2037	30.09.2038	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2038	30.09.2039	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000
01.10.2039	30.09.2040	11.900.000	11.900.000	9.520.000	1.190.000	1.190.000