

**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

**GASCAD 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)	Kopplungs-punkt	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)	Kopplungs-punkt	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 angefragten neu zu schaffenden 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.

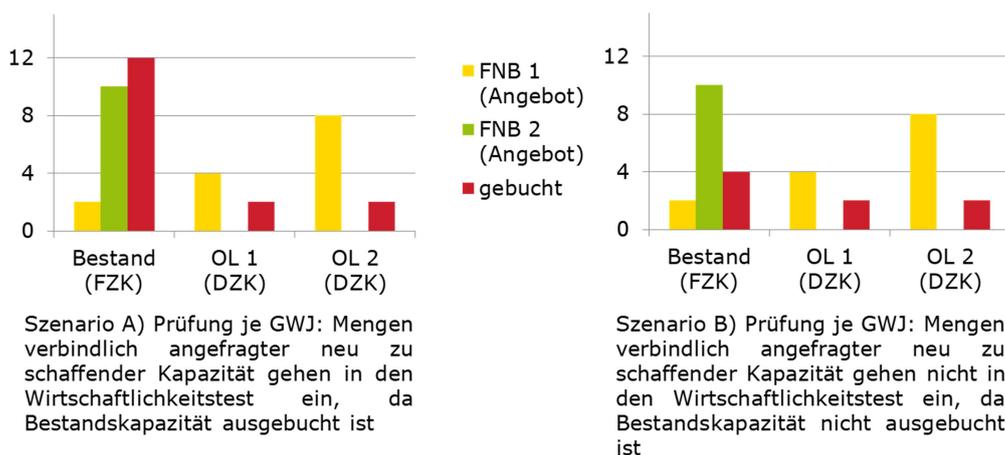


Abbildung 1 Exemplarische Darstellung Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitäten

Buchbare Bestandskapazitätsprodukte werden an der Marktraumgrenze Exit GASPOOL-Entry TTF von GASCADE am Punkte Bunde und von GUD am Punkte Oude Stanzijl 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.

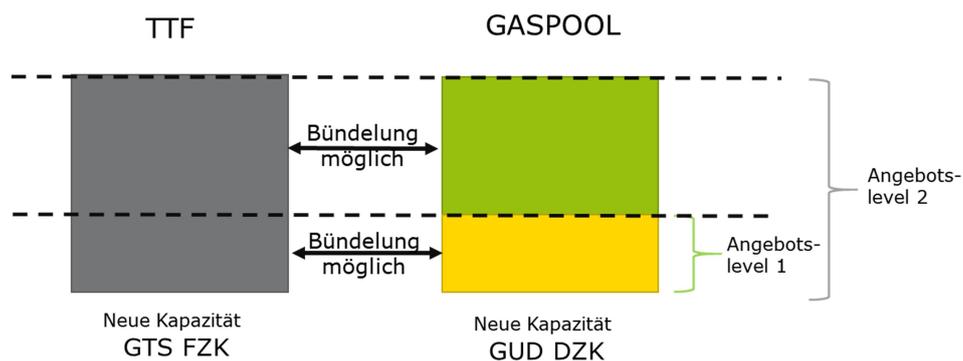


Abbildung 2: Schematische Konstellation der Angebotslevel 1 und 2

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 beigefügt.

**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) beigefügt.

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 wurde angenommen, dass die in der Jahresauktion 2019 angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten vollständig ausgebucht werden.

GWJ 2030/31 bis GWJ 2039/40 Anfrage i. H. v. 11.872.146 kWh/h

- 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

Gasunie



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.



### 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