

**Projektantrag zur Genehmigung
zum in 2019 eingeleiteten Verfahren
für neu zu schaffende Kapazität
an der Grenze zwischen TTF und THE**

01. November 2020



Dieser Bericht umfasst eine gemeinsame Betrachtung des Bedarfs an neu zu schaffender Kapazität durch die folgenden Unternehmen:

**Gasunie Transport Services
B.V.**

Concourslaan 17
9727 KC Groningen
Niederlande

Tel.: +31 (0)50 521 3333
incremental@gastransport.nl

**Gasunie Deutschland Transport
Services GmbH**

Pasteurallee 1
30655 Hannover
Deutschland

Tel.: +49 (0) 511 640 607 0
webinfo@gasunie.de

GASCADE Gastransport GmbH

Kölnische Str. 108-112
34119 Kassel
Deutschland

Tel.: +49 (0) 561 934-0
kontakt@gascade.de



Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5
45141 Essen
Germany

Tel.: +49 (0)201 3642 12222
gastransport@oge.net



Inhaltsverzeichnis

I.	Einleitung	5
II.	Genehmigungsinhalte des Projektantrags für neu zu schaffende Kapazität an der Marktraumgrenze THE-TTF (Exit THE).....	5
1.	Informationen zur Ausbauproduktvariante.....	5
2.	Informationen zum Umgang mit eingegangenen Stellungnahmen zum konsultierten Projektvorschlag.....	10
3.	Genehmigungsinhalte gem. Art. 28 Abs. 1 NC CAM.....	10
a.	Angebotslevel.....	10
b.	Ergänzende Geschäftsbedingungen	12
c.	Vorläufige Zeitplanung.....	12
d.	Definierte Parameter gem. Art. 22 Abs. 1 NC CAM (Art. 28 Abs. 1 lit. d NC CAM)	14
e.	Abweichender Vermarktungshorizont (Art. 28 Abs. 1 lit. e NC CAM)	17
f.	Alternative Zuweisungsmechanismen	17
g.	Elemente IND und RP gemäß NC TAR (Art. 28 Abs. 1 lit. g NC CAM)	17
h.	Wirtschaftlichkeitstest	17
III.	Genehmigungsantrag.....	20
IV.	Dutch Side of the Market Area Border	21
1.	Introduction	21
2.	Technical information	22
3.	Commercial and economic information	22
V.	Kontaktinformationen	26

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario	7
--------------	---	---

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Allgemeine Fallmatrix der gegenüber einem angefragten Kapazitätsprodukt gleich- oder höherwertigen Produkte	11
Tabelle 2:	Übersicht Bestandskapazitätsprodukte im Angebotslevel.....	12
Tabelle 3:	Übersicht neu zu schaffende Kapazitätsprodukte im Angebotslevel.....	12
Tabelle 4:	Vorläufige Zeitplanung Prozesszyklus Incremental Capacity	13
Tabelle 5:	Meilensteine des Umsetzungszeitplans der technischen Maßnahmen.....	13

Tabelle 6: Vorläufige Zeitplanung technische Maßnahmen im GUD Netz 14

Anlagenverzeichnis

Anlage 1: Szenariomatrix

Anlage 2: Angebotslevel

Anlage 3: Ergänzende Geschäftsbedingungen THE

Anlage 4: Parameter des Wirtschaftlichkeitstest je Szenario

Anlage 5: Übersicht Bestandskapazität

I. Einleitung

Nach Abschluss der Phase 1 des im Jahr 2019 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 Trading Hub Europe (THE) und Title Transfer Facility (TTF) haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) die Planungsphase für die entsprechenden Projekte (Phase 2) gestartet.

Wie im Bericht zur Marktnachfrageanalyse 2019 aufgezeigt wurde, besteht für die Marktraumgrenze THE-TTF ein dauerhafter Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten. Die Marktnachfrageberichte auf Basis der eingegangenen Marktnachfragen sind auf der Website des FNB Gas e. V. sowie der Website von GTS öffentlich zugänglich.^{1,2} Schlussfolgerung beider Marktnachfrageberichte war es daher, dass die beteiligten FNB ein Projekt zur Schaffung neuer Kapazität starten werden. Da dieser Projektvorschlag für die Marktraumgrenze zwischen dem Marktgebiet THE und dem Marktgebiet TTF erstellt wird, werden im Folgenden alle Maßnahmen beschrieben, welche notwendig sind, um die gemeinsam angefragten Kapazitäten an der Marktraumgrenze zu den Niederlanden bzw. der Marktraumgrenze zur russischen Föderation zu schaffen. Es handelt sich jedoch um zwei separate Projektanträge.

Der vorliegende Projektantrag wird gemeinschaftlich von GASCADE Gastransport GmbH (GASCADE), Open Grid Europe GmbH (OGE) und Gasunie Deutschland Transport Services GmbH und dem niederländischen Netzbetreiber Gasunie Transport Service B. V. (GTS) gestellt.

II. Genehmigungsinhalte des Projektantrags für neu zu schaffende Kapazität an der Marktraumgrenze THE-TTF (Exit THE)

1. Informationen zur Ausbauvariante

Für die Marktraumgrenze THE-TTF wurden technische Studien auf der Grundlage der im Bericht zur Marktnachfrageanalyse dargestellten unverbindlichen Anfrage durchgeführt. Am Exit Richtung TTF wurden 10,7 GW zusätzliche Kapazität angefragt. Die neu zu schaffende Exit-Kapazität solle als dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) mit Zuordnungsaufgabe Entry Russland (nachfolgend „Entry RU“) und Entry Mallnow angeboten werden.

Die Anfrage für neu zu schaffende Kapazität an der niederländischen Grenze wurde gemeinsam mit einer Anfrage für neu zu schaffende Kapazität an der russischen

¹ Zu finden unter: <https://www.fnb-gas-capacity.de/zyklen/incremental-capacity-zyklus-2019-2021/marktnachfrageberichte/>

² Zu finden unter: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/gasmarket/incremental-capacity/incremental-capacity-process-2019-2021>

Marktraumgrenze angefragt: Am Entry RU wurde neu zu schaffende Entry-Kapazität i. H. v. 7,8 GW als frei zuordenbare Kapazität (FZK) und i. H. v. 4,1 GW als DZK mit Zuordnungsaufgabe Exit Niederlande angefragt.

Für die Bereitstellung der neu zu schaffenden Kapazität am Marktgebietsübergang zu Russland und in Richtung der Niederlande wurde ein Projekt entwickelt. Die Marktraumgrenzen werden in zwei separaten Projektanträgen beantragt.

Alle Anfragen wurden vom Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2025/2026 bis einschließlich GWJ 2039/2040 gestellt. Die Realisierung der neu zu schaffenden Kapazität verursacht einen umfangreichen Ausbaubedarf. Daher ist die Bereitstellung der Kapazität erst ab dem GWJ 2027/2028 möglich.

Insgesamt wurden in den technischen Studien des vorliegenden Zyklus für neu zu schaffende Kapazität 47 Szenarien betrachtet, denen jeweils eine andere Kombination unverbindlich angefragter Kapazitäten zugrunde liegt. Die Ausbaumaßnahmen wurden unter der Prämisse entwickelt, dass alle unverbindlich angefragten Kapazitäten gebucht werden und der Wirtschaftlichkeitstest erfolgreich durchgeführt wird. Im vorliegenden Dokument werden nur die Maßnahmen des Maximalszenarios textlich beschrieben, die durch die oben aufgeführten angefragten Kapazitäten mitverursacht werden. Sämtliche Ausbaumaßnahmen des Maximalszenarios sind Abbildung 1 zu entnehmen. Eine detaillierte Kostenaufschlüsselung findet an dieser Stelle nicht statt. Die Basis der aufgeführten Ausbaumaßnahmen ist grundsätzlich die im NEP enthaltene Infrastruktur inklusive der Netzausbaumaßnahmen, die aus der Modellierungsvariante mit der Bezeichnung „Basisvariante“ resultieren. Bei den Investitionskosten handelt es sich um initiale Schätzungen. Zusätzlich zu den Kosten der Investitionen fallen u. a. Betriebskosten für Treibgas an, welche notwendig sind, um die Verdichter zu betreiben. Die jährlichen Kosten werden im Folgenden für das Maximalszenario angegeben. In diesen Kosten sind neben dem Preis der Commodity auch Erdgassteuer sowie die CO₂-Kosten enthalten.

Incremental Capacity Zyklus 2019-2021 - Ausbau

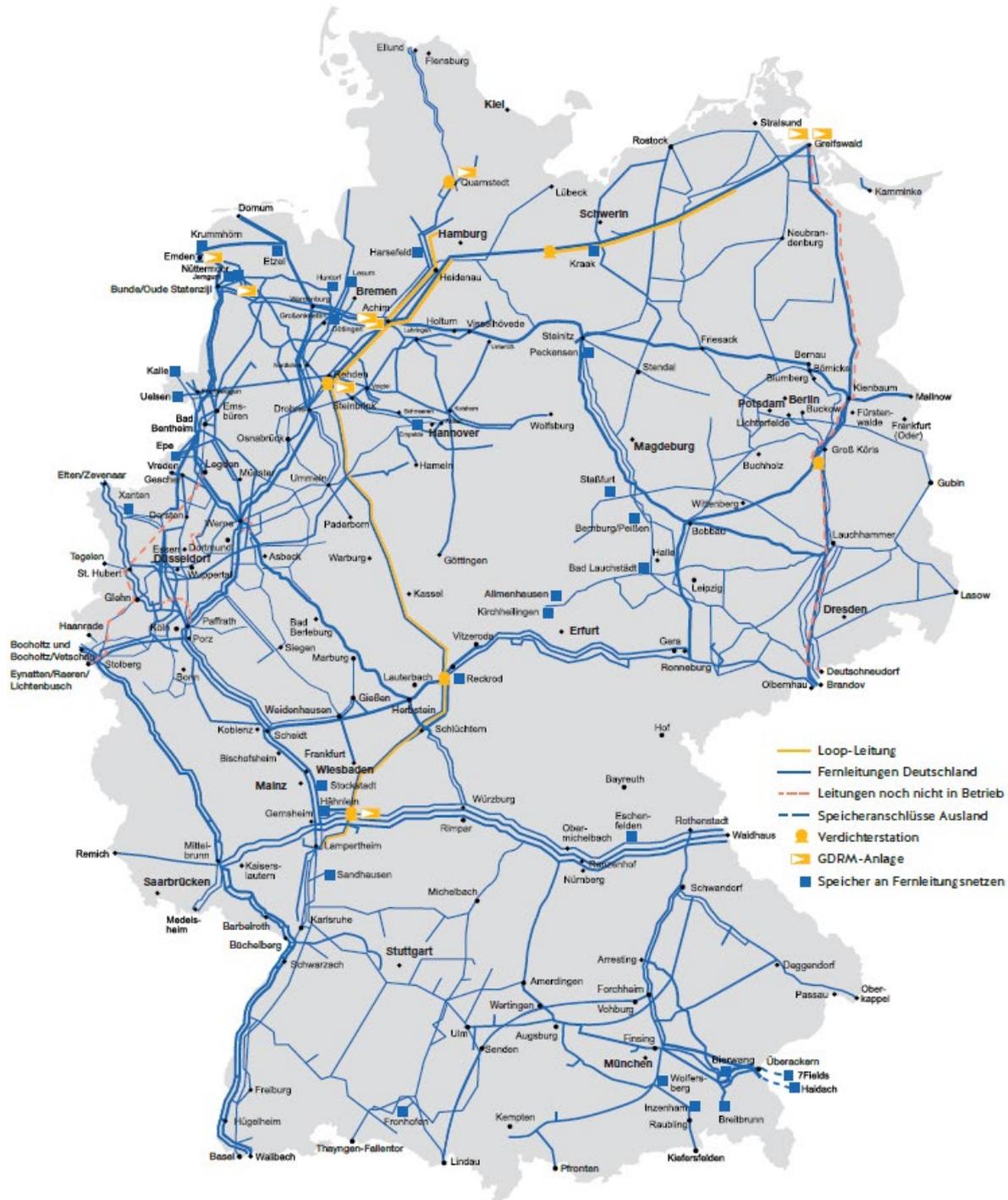


Abbildung 1: Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario

Für das hier betrachtete Szenario sind folgende Maßnahmen notwendig, dabei ist zu beachten, dass es innerhalb dieser Szenarien die beiden getrennten Projektvorschläge an der russischen bzw. der niederländischen Marktraumgrenze gibt:

Die Anlandestation Greifswald und die Erdgasempfangsstation Lubmin II sind jeweils zu erweitern. Die Maßnahmen sind bereits im NEP enthalten (GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald – Anlagenerweiterung 3, ID-Nr. 632-01; GDRM-Anlage Lubmin 2, ID-Nr. 631-01). In Summe ergeben sich hier somit keine zusätzlichen Investitionen.

Auf der Ferngasleitung NEL sind östlich der Absperrstation Achim die folgenden Maßnahmen notwendig: Eine Verdichterstation mit einer Verdichterleistung von ca. 75 MW. Diese ist bereits mit einer Verdichterleistung von 50 MW im NEP enthalten (VDS NEL (Mitte), ID-Nr. 633-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 63 Mio. Euro. Östlich der Verdichterstation ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 85 km in DN 1400 zu errichten. Die Investitionen betragen ca. 360 Mio. Euro. Westlich der Verdichterstation ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 72 km in DN 1400 zu errichten, die an der Absperrstation Achim endet. Die Investitionen betragen ca. 242 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 665 Mio. Euro. Die jährlichen Kosten für Treibgas liegen für diesen Abschnitt bei ca. 19,6 Mio. Euro.

Alternativ wurde eine Variante mit zwei Verdichterstationen geprüft: Eine Station mit ca. 99 MW, von denen bereits eine Verdichterleistung von 50 MW im NEP enthalten ist (VDS NEL (Mitte), ID-Nr. 633-01), und eine weitere Station mit 99 MW in der Nähe von Buchholz. Die zusätzlichen Investitionen für diese Variante lägen bei ca. 547 Mio. Euro gegenüber dem NEP. Die jährlichen Betriebskosten lägen dabei bei max. ca. 87 Mio. Euro. Diese Variante wird zum aktuellen Zeitpunkt nicht weiterverfolgt. Die FNB behalten sich vor bei der konkreten Ausgestaltung der Maßnahmen im Rahmen der Erstellung des NEP Gas 2022-2032 auf diese Variante zurückzukommen.

Auf der Ferngasleitung NEL ist westlich der Absperrstation Achim die folgende Maßnahme notwendig: Es ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 67 km in DN 1400 zu errichten. Von dieser sind bereits 52 km in DN 1400 im NEP enthalten (Leitung NEL West, ID-Nr. 634-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 118 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 118 Mio. Euro.

Im westlichen Teil des Netzes der GUD sind folgende Ausbaumaßnahmen notwendig: Die GDRM-Anlage Achim muss erweitert werden. Die Erweiterung ist bereits im NEP enthalten (GDRM-Anlage Achim, ID-Nr. 639-01). Die GDRM-Anlage Embsen muss ebenfalls erweitert werden. Die Erweiterung ist bereits im NEP enthalten (GDRM-Anlage Embsen, ID-Nr. 635-01). Die GDRM-Anlage in Folmhusen muss außerdem erweitert werden. Die Erweiterung ist bereits im NEP enthalten (Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen, ID-Nr. 504-02b). Zusätzlich muss die im NEP 2018 bestätigte Übergabestation zwischen dem Netz der GUD und dem Netz der GTS erweitert werden. Diese ist bereits im NEP enthalten (GDRM-Anlage Emden, ID-Nr. 504-02c). Wie oben ausgeführt wird, ist die Bestätigung dieser Maßnahmen im NEP noch offen.

Sie sind deshalb in Abbildung 1 enthalten. Falls keine Bestätigung der Maßnahmen im NEP erfolgen sollte, betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 26,8 Mio. Euro.

Auf der Ferngasleitung MIDAL sind folgende Ausbaumaßnahmen notwendig: Die Verdichterstation Rehden muss um eine Verdichterleistung von ca. 48 MW erweitert werden. Die Investitionen betragen ca. 250 Mio. Euro. In Rehden ist zusätzlich eine GDRM-Anlage mit einer Anlagenleistung von 2,2 Mio. Nm³/h zu errichten. Die Investitionen betragen ca. 17 Mio. Euro. Von Rehden bis Reckrod ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 260 km in DN 1400 zu errichten. Von dieser sind bereits 61 km im NEP enthalten (Leitung MIDAL Mitte Nord, ID-Nr. 627-01; Leitung MIDAL Mitte Süd, ID-Nr. 628-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 905 Mio. Euro. In der Nähe von Reckrod ist eine Verdichterstation mit einer Verdichterleistung von 84MW zu errichten. Diese ist bereits mit einer Verdichterleistung von 36 MW im NEP enthalten (VDS Reckrod, ID-Nr. 629-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 150 Mio. Euro. Von Reckrod bis Lampertheim ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 200 km in DN 1400 zu errichten. Von dieser sind bereits 115 km in DN 1000 im NEP enthalten (Leitung Wirtheim-Lampertheim, ID-Nr. 609-01). Die zusätzlichen Investitionen betragen ca. 535 Mio. Euro. In der Nähe von Herchenrode ist eine Verdichterstation mit einer Verdichterleistung von ca. 46 MW zu errichten. Die Investitionen betragen ca. 180 Mio. Euro. Zusätzlich ist in Herchenrode eine GDRM-Anlage mit einer Anlagenleistung von ca. 4 Mio. Nm³/h zu errichten. Die Investitionen betragen ca. 31 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 2.063 Mio. Euro. Die jährlichen Kosten für Treibgas liegen für diesen Abschnitt bei ca. 33 Mio. Euro.

Durch die Vielzahl an unverbindlichen Anfragen nach neu zu schaffender Kapazität ergeben sich je nach Buchungsverhalten in den Jahresauktionen 2021 Wechselwirkungen in Bezug auf die allokierten Projektkosten. Je nach der zusätzlich bereitzustellenden Leistung auf einem Netzabschnitt können sich Synergien oder Dyssynergien ergeben. Synergien entstehen dabei im Wesentlichen durch Skaleneffekte. Je größer bspw. der Normdurchmesser einer Loop-Leitung gewählt wird, desto geringer werden in der Regel bei gleicher relativer Auslastung die spezifischen Transportkosten. Dyssynergien entstehen hauptsächlich durch Sprunginvestitionen, z. B. wenn erst die kombinierten zusätzlichen Leistungsbedarfe mehrerer Anfragen bspw. einen Dimensionierungssprung bei einer Leitungsmaßnahme auslösen. Die Kostenallokation je Ausbaumaßnahme erfolgt geschlüsselt nach der bereitgestellten Leistung. Die Abhängigkeiten der Projekte werden in Anlage 1 zu diesem Konsultationsdokument aufgezeigt.

Die den verbindlich abgegebenen Buchungen gegenüberzustellenden Kosten werden daher erst nach der Durchführung der Jahresauktionen final bekannt sein.

2. Informationen zum Umgang mit eingegangenen Stellungnahmen zum konsultierten Projektvorschlag

Für den Projektvorschlag für neu zu schaffende Kapazität an der Grenze THE-TTF sind keinerlei Stellungnahmen eingegangen.

3. Genehmigungsinhalte gem. Art. 28 Abs. 1 NC CAM

a. Angebotslevel

Im Wirtschaftlichkeitstest gem. Art. 22 NC CAM wird für ein Angebotslevel geprüft, ob der Barwert der Gesamterlöse durch Buchungen neu zu schaffender Kapazität in der Vermarktung im Juli 2021 („Erlöse“) mindestens dem Produkt des f-Faktors mit dem Barwert der mit dem Angebotslevel korrespondierenden geschätzten Erhöhung der zulässigen Erlöse der FNB („Kosten“) entspricht. Im vorliegenden Prozess gibt es je Projektvorschlag ein Angebotslevel und somit keine miteinander konkurrierenden Angebotslevel.

Produktgestaltung

Ein Angebotslevel bezieht sich gem. Art. 3 Nr. 5 NC CAM auf den Betrag der vorhandenen³ und der neu zu schaffenden Kapazität. I. V. m. Art. 29 Abs. 1 NC CAM muss ein Angebotslevel ggf. mehrere gebündelte Standardkapazitätsprodukte enthalten (bspw. bei mehreren relevanten Netzkopplungspunkten (nachfolgend „Interconnection Point“ bzw. „IP“) zwischen den Marktgebieten). Die relevanten Kapazitäten werden im Mai 2021 als möglichst gebündelte Standardprodukte je GWJ, IP, FNB und Produkt veröffentlicht. Das Angebotslevel wird auf der Webseite www.fnb-gas-capacity.de veröffentlicht. Das Angebotslevel umfasst alle neu zu schaffenden Kapazitätsprodukte, sowie die bestehenden Kapazitätsprodukte, die als Voraussetzung zur Initiierung des Wirtschaftlichkeitstests gebucht werden müssen.

Potenziell gleichwertige vorhandene Kapazitätsprodukte können Tabelle 1 entnommen werden. Die Höhe ihrer Berücksichtigung wird im Abschnitt „Konkrete Angebotslevel“ detaillierter beschrieben.

³ Die Begriffe „verfügbar“ und „vorhanden“ werden im NC CAM synonym verwendet.

Angefragtes, neu zu schaffendes Kapazitätsprodukt	Potenziell gleich- oder höherwertige Produkte (am angefragten IP/Marktgebietsgrenze)
DZK mit Zuordnung zu bestimmten IP/Marktgebietsgrenzen	<ul style="list-style-type: none"> ➤ FZK ➤ DZK mit Zuordnung zu mindestens den angefragten IP/Marktgebietsgrenzen

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

Vermarktungshorizont

Gem. Art. 11 Abs. 3 S. 2 NC CAM können Angebotslevel, die neu zu schaffende Kapazität beinhalten, für einen Zeitraum von bis zu 15 Jahren nach dem prognostizierten Beginn der betrieblichen Nutzung der neuen Kapazitätsprodukte angeboten und gebucht werden. Dies entspricht dem Zeitraum von GWJ 2027/2028 bis einschließlich GWJ 2041/2042.

Zuweisungsmethodik bei Bestandsprodukten

In der Vermarktung der Jahreskapazitäten im Jahr 2021 planen die betroffenen FNB die vorhandene Kapazität sowie Angebotslevel inklusive neu zu schaffender Kapazität anzubieten. Die Kapazitätsprodukte der Angebotslevel sowie der regulären Auktionen sind separat zu buchen. Dabei müssen die Transportkunden beachten, dass für Kapazitätsprodukte, die in einem Angebotslevel als auch in den regulären Auktionen enthalten sind, ggf. in mehreren Auktionen Angebote platziert werden müssen.

Am Marktgebietsübergang von THE Richtung TTF müssen als Voraussetzung zur Initiierung des Wirtschaftlichkeitstests zusätzlich bestehende Kapazitätsprodukte am VIP TTF-NCG-H gebucht werden. Es handelt sich dabei um FZK Produkte.⁴

Betrag der anzubietenden Kapazität

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

Konkrete Angebotslevel

Das Angebotslevel 1 ist der Anlage 2 zu entnehmen. Der Wirtschaftlichkeitstest wird bestanden, wenn 100 % der angebotenen Kapazitäten verbindlich gebucht werden. Das Angebotslevel umfasst folgende Produkte:

⁴ In der Jahresauktion 2021 gilt dies nur für die Gaswirtschaftsjahre, in welchen die genannte Bestands FZK parallel zu der neu zu schaffenden Kapazität angeboten wird. Die betroffenen FNB werden den Markt rechtzeitig vor der Jahresauktion 2021 darüber informieren, mit welchem Vermarktungshorizont die genannte FZK im Juli 2021 angeboten wird.

Bestandskapazitätsprodukte	
FNB/IP	VIP TTF-GASPOOL-H Exit
GASCADE	./.
GUD	FZK

Tabelle 2: Übersicht Bestandskapazitätsprodukte im Angebotslevel

Neue Kapazitätsprodukte	
FNB/IP	VIP TTF-GASPOOL-H Exit
GUD	DZK (mit Zuordnung RU, Mallnow)

Tabelle 3: Übersicht neu zu schaffende Kapazitätsprodukte im Angebotslevel

b. Ergänzende Geschäftsbedingungen

Ein Entwurf der Ergänzenden Geschäftsbedingungen (EGB) ist diesem Konsultationsdokument als Anlage 3 beigefügt.

c. Vorläufige Zeitplanung

Die oben beschriebenen Projekte werden nach Abschluss der Jahresauktionen im Juli 2021 eingeleitet. Betriebsbereitschaft aller technischen Maßnahmen ist für den 1. Oktober 2027 vorgesehen – unter der Prämisse, dass die im Anschluss an die Auktionen durchgeführte Wirtschaftlichkeitsprüfung erfolgreich ist.

Das weitere Verfahren im Rahmen des laufenden Prozesszyklus stellt sich wie folgt dar:

Start	Ende	Beschreibung
31.08.2020		Veröffentlichung der Konsultationsdokumente
31.08.2020	01.10.2020	Öffentliche Konsultation
01.10.2020	01.11.2020	Planung der Angebotslevel durch die FNB in enger Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden
01.11.2020		Abgabe des Projektvorschlags an die nationale Regulierungsbehörde
01.11.2020	06.04.2021	Bearbeitung des Projektvorschlags durch die nationale Regulierungsbehörde
07.04.2021		Genehmigung und Veröffentlichung der notwendigen Parameter durch die nationalen Regulierungsbehörden gemäß Art. 28 Abs. 1 NC CAM
08.04.2021	04.05.2021	Anpassung der Angebotslevel durch die FNB an die Vorgaben der Regulierungsbehörden
05.05.2021		Veröffentlichung der genehmigten Parameter, der Kapazitätsprodukte und des Mustervertrags bzw. der

		Musterverträge für die im Rahmen des Netzausbauprojekts angebotenen Kapazitäten
05.07.2021		Jahresauktion; nach Abschluss der Jahresauktion erfolgt die Wirtschaftlichkeitsprüfung

Tabelle 4: Vorläufige Zeitplanung Prozesszyklus Incremental Capacity

Die genannten Termine sind vorläufig und können daher noch Änderungen unterliegen.

Bei einem positiven Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung werden die zugeteilten Kapazitäten im Nachgang in den Prozess zur Erstellung des deutschen Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 einfließen und im Szenariorahmen sowie bei der (nationalen) Modellierung berücksichtigt. Die Meilensteine sind Tabelle 5 zu entnehmen.

Projektschritte	Jahre der Abschlüsse der Projektschritte der Maßnahmen
Projektidee	2021
Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung	2021-2022
Entwurfsplanung	2022-2023
Vorbereitung Raumordnungsverfahren	2022
Durchführung Raumordnungsverfahren	2023-2024
Vorbereitung BImSchG	2023
Grundstückserwerb	2025
Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	2023
Durchführung Planfeststellungsverfahren	2024-2025
Wegerechtserwerb	2025-2026
Durchführung BImSchG	2024-2025
Baugenehmigungsverfahren	2025
Material- und Leistungsbeschaffung	2023-2026
Bauvorbereitung und Baubeginn	2025-2026
Montage/Bau	2025-2027
Inbetriebnahme	2027
Projektabschluss/Fertigstellung	2028

Tabelle 5: Meilensteine des Umsetzungszeitplans der technischen Maßnahmen

Der vorläufige Zeitplan für die im westlichen Teil des Netzes der GUD vorzunehmenden Ausbaumaßnahmen ist in Tabelle 6 aufgeführt.

Teilprojekt	Start	Dauer	Beschreibung
GDRM-Anlage Folmhusen & GDRM-Anlage Emden	Aug 21	3 Monate	Interne Projektinitiierung
	Nov 21	3 Monate	Detail Engineering
	Feb 22	6 Monate	Anträge und Genehmigung
	Feb 22	6 Monate	Ausschreibung und Vergabe
	Feb 22	6 Monate	Bestellung/Lieferung
	Aug 22	3 Monate	Bauphase
	Nov 22		Inbetriebnahme
	Nov 22	4 Monate	Projektschluss / Fertigstellung
GDRM-Anlage Embsen & GDRM-Anlage Achim	Sep 23	6 Monate	Interne Projektinitiierung
	Mrz 24	4 Monate	Detail Engineering
	Jun 24	6 Monate	Anträge und Genehmigung
	Jun 24	6 Monate	Ausschreibung und Vergabe
	Jul 24	8 Monate	Bestellung/Lieferung
	Mrz 25	8 Monate	Bauphase
	Okt 25		Inbetriebnahme
	Okt 25	4 Monate	Projektschluss / Fertigstellung

Tabelle 6: Vorläufige Zeitplanung technische Maßnahmen im GUD Netz

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

Die aktuelle Prognose des Referenzpreises ist der im Entwurf der BNetzA-Entscheidung REGENT 2021 veröffentlichte Referenzpreis für frei zuordenbare Kapazitäten des Marktgebiets THE für das Jahr 2023 in Höhe von 3,73 Euro/(kWh/h)/Jahr. Dieser Referenzpreis wird lediglich für den Wirtschaftlichkeitstest herangezogen und wird kein Vertragsbestandteil.

Bei den angefragten Kapazitäten handelt es sich um ein DZK Produkt. DZK Kapazität wird mit 10 % im Vergleich zum Tarif für FZK Produkte rabattiert. Es ergibt sich somit ein Preis für neu zu schaffende Kapazität i. H. v. 3,36 Euro/(kWh/h)/Jahr.

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 2021 bekannt. Aus diesem Grund wurde er nicht bei der Berechnung des f-Faktors berücksichtigt, muss aber gem. Art. 22 Abs. 1 lit. a NC CAM in die Wirtschaftlichkeitsprüfung eingehen.

Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG. Art. 22 Abs. 1 lit. b NC CAM

Der Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG hängt von der Inflation sowie der Höhe und der zeitlichen Verteilung der Kosten ab, die dem Projekt zugeteilt werden. Die Kosten sind von

den anderen Projekten für neu zu schaffende Kapazität abhängig. Der Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG ist in der Anlage 4 dargestellt.

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

Analog zum f-Faktor und zum Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG ist auch der obligatorische Mindestaufschlag abhängig davon welche Maßnahmen durch die Vermarktung von neu zu schaffender Kapazität am 05.07.2021 notwendig werden. Welcher obligatorische Mindestaufschlag für das entsprechende Buchungsszenario angewendet werden soll ergibt sich aus der Anlage 4. Sein Betrag ist in jedem Szenario so bemessen, dass die Wirtschaftlichkeitsprüfung nur bei einer vollen Buchung der im Angebotslevel enthaltenen Kapazität bestanden werden kann.

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

Gemäß Art. 27 Abs. 3 NC CAM umfasst die Konsultation unter anderem die Angaben zum Umfang der Nutzerzusagen, ausgedrückt als eine Schätzung des gemäß Art. 23 angewandten f-Faktors, der nach der Konsultation von den FNB vorgeschlagen und anschließend von den betroffenen nationalen Regulierungsbehörden genehmigt wird.

Der f-Faktor für jedes Angebotslevel wird von den nationalen Regulierungsbehörden unter Berücksichtigung der folgenden Aspekte festgelegt (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.

Das BNetzA-Tool enthält mathematische Auswertungen zur Bestimmung des f-Faktors. 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.

Im BNetzA-Tool wird als geschätzter Referenzpreis gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. a Ziff. i NC CAM der aktuellste derzeit bekannte Referenzpreis angesetzt und bis zum jeweiligen Jahr

fortgeschrieben. Da bei der Ermittlung der Erhöhung der Erlösobergrenze des jeweiligen FNB durch die im jeweiligen Angebotslevel enthaltenen neu zu schaffenden Kapazitäten die Inflation nicht berücksichtigt wird, wurde der Inflationsindex für die Referenzpreise ebenfalls mit 0 % angesetzt.

Für die Zwecke der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach Art. 23 NC CAM wurde angenommen, dass die Bestandkapazitäten innerhalb des Angebotslevels in der initialen Vermarktung, in der die jeweils neu zu schaffende Kapazität angeboten wurde, komplett ausgebucht wird. Die Annahmen in Bezug auf die Buchung der neuen Kapazitäten sind nachfolgend erläutert.

Die vorgeschlagenen f-Faktoren wurden wie folgt ermittelt:

- a) Nach Art. 8 Abs. 8 NC CAM sowie gemäß KARLA Gas wird technisch verfügbare Kapazität in Höhe von 20 % bezogen auf die im jeweiligen Angebotslevel enthaltene neu zu schaffende technische Kapazität zurückgehalten. Es wird hier davon ausgegangen, dass die zurückgehaltenen Kapazitäten im Rahmen der Vermarktung der Kapazitäten in den Folgejahren entsprechend voll genutzt und demnach auch gebucht werden.
- b) Weitere positive externe Effekte wurden nicht untersucht.
- c) Gemäß Artikel 11 Abs. 3 NC CAM können Angebotslevel für neu zu schaffende Kapazitäten im Rahmen der Jahresauktionen für einen Zeitraum von maximal 15 Jahren ab Beginn der betrieblichen Nutzung angeboten werden.

Für den Zeitraum vom GWJ 2027/2028 bis einschließlich GWJ 2041/2042 wurde angenommen, dass die in der Jahresauktion 2021 angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten vollständig ausgebucht werden.

Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für das Jahr 2027 vorgesehen. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlagen wurde entsprechend der regulatorischen Abschreibungsdauern angesetzt. Die beschriebenen Investitionen beziehen sich sowohl auf Verdichterstationen als auch auf den Pipelinebau. In der Folge wird von einer gewöhnlichen Nutzungsdauer von 45 Jahren für Pipelines gemäß GasNEV ausgegangen. Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für 2027 vorgesehen, das Ende der betrieblichen Nutzung wird vorerst für das GGWJ 2071/72 angenommen.

Die Gasinfrastruktur wird auch im zukünftigen Energiemarkt von hoher Bedeutung sein. Hierbei gehen die FNB von einer Nachnutzung der Infrastruktur durch Wasserstoff aus. Durch den Transport von Wasserstoff ist von einem geringeren Transportpotential auszugehen. In der Folge wird für den Zeitraum vom GWJ 2053/2054 bis einschließlich GWJ 2071/2072 eine Nutzung der Infrastruktur von 65% unterstellt.

Das maßgebliche Jahr für die Bestimmung des Zeithorizonts der wirtschaftlichen Nutzungsdauer und der Wirtschaftlichkeitsprüfung ist 2072. Für den Zeitraum ab 2072 wurden keine Buchungen berücksichtigt.

Der vorgeschlagene f-Faktor richtet sich nach dem eingetretenen Buchungsszenario und ist in der Anlage 4 enthalten.

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

Ein abweichender Vermarktungshorizont wird nicht angewendet.

f. Alternative Zuweisungsmechanismen

Die beteiligten Netzbetreiber planen, das Standard-Auktionsverfahren für die Zuteilung neu zu schaffender Kapazität im Jahr 2021 anzuwenden.

g. Elemente IND und RP gemäß NC TAR (Art. 28 Abs. 1 lit. g NC CAM)

Im Rahmen des aktuellen Zyklus für neu zu schaffende Kapazität wird kein Festpreisansatz verfolgt. Die Elemente IND und RP gem. Art. 24 lit. b NC TAR sind hier dementsprechend nicht zu beschreiben.

h. Wirtschaftlichkeitstest

Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 NC CAM hat die BNetzA zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (nachfolgend „BNetzA-Tool“⁵). Dieses wurde von den FNB für die im Folgenden dargestellten Berechnungen genutzt. Gem. Ziffer 1 des Tenors des Beschlusses der BK 9 (Aktenzeichen BK9-17/609) mit Titel INKA erfolgt die Wirtschaftlichkeitsprüfung für jedes Angebotslevel eines Projekts für neu zu schaffende Kapazität gem. Art. 22 NC CAM durch die BNetzA. In Teil II des Festlegungsbeschlusses führt die BNetzA aus, dass die Wirtschaftlichkeitsprüfung Gegenstand des Projektvorschlags sei und alle grundsätzlichen Fragen der Wirtschaftlichkeitsprüfung dort zu klären seien. Folgende grundsätzliche Fragen der Wirtschaftlichkeitsprüfung müssen noch definiert werden:

1. Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitätsprodukten
2. Wirtschaftlichkeitsprüfung der Angebotslevel

⁵ Zu finden unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap_node.html

Die FNB planen deshalb, bei der BNetzA folgendes Vorgehen für die Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests zu beantragen:

1. Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitätsprodukten

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

Um einen effizienten Netzausbau sicherzustellen, ist in Abstimmung mit der BNetzA als Voraussetzung für den Start des Wirtschaftlichkeitstests zu prüfen, ob die verfügbaren Kapazitätsprodukte (Bestandskapazität) im jeweiligen GWJ gemäß Projektantrag ausgebucht sind. Dies beinhaltet angebotene Bestandskapazität an allen (virtuellen) Kopplungspunkten an der jeweiligen Marktgebietsgrenze, die dem angefragten Kapazitätsprodukt in den Produkteigenschaften entspricht oder aufgrund einer Höherwertigkeit (Höherwertigkeit von FZK im Verhältnis zu DZK) im Sinne der Kapazitätsanfrage genutzt werden kann. Die zu buchenden Bestandskapazitäten sind in Anhang 5 aufgeführt.

Ist die angebotene Bestandskapazität im jeweiligen GWJ ausgebucht, geht die Menge der verbindlich angefragten neu zu schaffenden Kapazität in (kWh/h)/Jahr je GWJ in das BNetzA-Tool zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit ein. Ist die angebotene Bestandskapazität in einem GWJ nicht ausgebucht, ist die Voraussetzungen zur Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests für dieses GWJ nicht gegeben. Es gehen für das jeweilige GWJ keine Mengen in den ökonomischen Test ein.

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

2. Wirtschaftlichkeitsprüfung des Angebotslevels

Da in diesem Zyklus für neu zu schaffende Kapazität sechs Projekte für neu zu schaffende frei zuordenbare Kapazität betrachtet werden, gibt es wie unter II.1. beschrieben umfassende Überschneidungen der Maßnahmen, die notwendig sind, um die Kapazitäten an den unterschiedlichen Marktraumgrenzen anbieten zu können. Daher ist eine Einzelbetrachtung der Anfragen mit den dazugehörigen Maßnahmen nicht zielführend. Das Vorgehen, auf das sich die FNB geeinigt haben, um alle möglichen Buchungsszenarien abzubilden, wird im Folgenden beschrieben.

Die angefragte neu zu schaffende Kapazität an der Marktraumgrenze THE-TTF und Russische Föderation – THE wurde gemeinsam in einem Szenario betrachtet, da die

Maßnahmen für die neu zu schaffende Kapazität entsprechend der verknüpften Anfrage einem Gesamtprojekt entstammen und somit nicht auf die einzelnen Kapazitätsanfragen bzw. Marktraumgrenzen aufgeteilt werden können.

Die Kosten der notwendigen Maßnahmen sollen im Verhältnis der Anfragen nach neu zu schaffender Kapazität angesetzt werden und in den Wirtschaftlichkeitstest einfließen.

Insgesamt werden im aktuellen Zyklus neu zu schaffende Kapazitäten an fünf Marktraumgrenzen nachgefragt. An der Marktraumgrenze zu Russland wurde zusätzlich zu neu zu schaffender Kapazität an den IPs Greifswald und Lubmin II jeweils ein Kapazitätsupgrade von vorhandener DZK zu FZK nachgefragt. Folglich können im aktuellen Zyklus für folgende Projekte Angebotslevel gebucht werden:

1. Polen TGPS
2. Russische Föderation (in einem alternativen Zuweisungsmechanismus)
3. Niederlande
4. Russische Föderation/Greifswald (Kapazitätsupgrade)
5. Russische Föderation/Lubmin II (Kapazitätsupgrade)
6. Dänemark

Für diese sechs Projekte existieren sieben Angebotslevel (Russische Föderation/Niederlande mit zwei separaten Angebotsleveln). Jedes der Angebotslevel kann selbstständig nachgefragt werden und den Wirtschaftlichkeitstest bestehen. Im Ergebnis sind sämtliche Kombinationen positiver und negativer Wirtschaftlichkeitstests denkbar. Welche der oben genannten Anfragen tatsächlich verbindlich nachgefragt werden, lässt sich erst nach den Auktionen bzw. der Auswertung des alternativen Zuweisungsmechanismus feststellen.

Um einen effizienten Netzausbau zu gewährleisten, haben die FNB jede mögliche Kombination von Anfragen abgebildet und den dafür jeweils notwendigen Ausbaubedarf ermittelt. Die Übersicht über alle 47 Kombinationen ist in der Anlage 1 aufgeführt. Die Szenarien bezüglich der Projekte an der Grenze zu den Niederlanden bzw. der Russischen Föderation sind in Optionen a) und b) dargestellt. Dies ist notwendig, da die zusätzliche Kapazität an der Grenze zu den Niederlanden eigenständig zugewiesen werden kann. Es ist jedoch geplant, die zusätzliche Kapazität an der Grenze zur Russischen Föderation in Kombination mit der zusätzlichen Kapazität an der Grenze zu den Niederlanden in einem alternativen Zuweisungsmechanismus zuzuweisen.

Die Kosten einer notwendigen Ausbaumaßnahme inklusive Betriebskosten werden den diese Maßnahme verursachenden Anfragen jeweils im Verhältnis der angefragten Leistung zugewiesen. Der Barwert der Summe dieser anteiligen Kosten an einzelnen

Maßnahmen ergibt die insgesamt zulässige Erhöhung der Erlösobergrenze (nachfolgend „EOG“), die für ein Projekt im Wirtschaftlichkeitstest angenommen werden.

Für jede Anfrage ergeben sich 24 Szenarien von Kombinationen mit Anfragen an den anderen Marktraumgrenzen. Jedes dieser Szenarien hat folgende spezifischen Bestandteile, welche in der Anlage 4 aufgeführt werden:

1. f-Faktor
2. Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG
3. Obligatorischer Mindestaufschlag

Bei der Durchführung des Wirtschaftlichkeitstests mit dem BNetzA-Tool muss zunächst festgestellt werden, welches der 47 Buchungsszenarien eingetreten ist, um in der Folge die drei oben aufgeführten Bestandteile in das Tool zur Wirtschaftlichkeitsberechnung einzutragen.

III. Genehmigungsantrag

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

IV. Dutch Side of the Market Area Border

1. Introduction

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 assessment⁶ and consequent activities such as a technical study, consultation and project proposal.

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

The following table shows the **non-binding demand indications**:

From "EXIT CAPACITY"	To "ENTRY CAPACITY"	Gas year	Amount (kWh/h)	Request is submitted to other TSOs	Condi-tions ¹	Period when De-mand Indi-cation was received ²	Additional Information
<i>German market area: Trading Hub Europe</i>	<i>Netherlands</i>	<i>2025/26 – 2039/40</i>	<i>10.700.000</i>	<i>No</i>	<i>d)Restricted allocable firm capacity from Russian Federation and Poland</i>	<i>2</i>	<i>The capacity is requested in addition to the existing technical capacity</i>

In the demand assessment phase, the THE and TTF TSOs have analyzed whether the existing capacity is sufficient to accommodate the demand indication. The requested capacity in the demand assessment stage is slightly lower than the capacity requested in the Incremental Capacity process 2017-2019. In coordination with the German TSOs, a proposed route to TTF via GUD connection has been chosen (see also the German project proposal as location where the gas enters the TTF market area), because this is the overall most cost effective route to accommodate the additional capacity. This route requires no additional measures on the Dutch side, as the requested capacity can be accommodated using existing and planned infrastructure.

⁶ The following standardised period shall be used for indicating the receiving date of the demand indication: 1) later than eight weeks after the annual yearly capacity auction in the previous incremental capacity cycle, that have not been considered previously; 2) within eight weeks after this year's yearly capacity auction (0 – 8 weeks after yearly auction in year); 3) later than eight weeks after this year's yearly capacity auction, but that will be considered in this incremental capacity cycle (9 – 16 weeks after yearly auction in year).

Please see the Demand Assessment Report TTF-THE and the Consultation Document for the Market Area Border Between THE 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, to carry out the consultation and to prepare the present project proposal. This joint project proposal will be submitted to the Dutch regulatory authority, the Autoriteit Consument & Markt (ACM) and the BNetzA, to request approval for continuation of the incremental capacity process 2019-2021. The THE TSOs will submit a project proposal for the measures on the German side of the border to the German regulator, Bundesnetzagentur.

2. Technical information

At present, the THE and TTF market areas are connected via three physical entry H-gas connections: one connection with GUD, one connection with GASCADE and one connection with OGE. The connection via GUD is sufficient to honor the demand indication. The network capacity in the market area TTF is sufficient to accommodate the capacity requested in the demand indication.

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 also sufficient to accommodate the capacity requested in the demand indication.

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”.

Offer level I

Technical capacity and offer levels

In order to accommodate the demand indication, only one offer level is required. GTS is not required to take measures and therefore can match the German offer levels with existing capacity.

Reserve percentages

For the offer level containing solely existing capacity, the standard reservation quota for existing capacity for the short term auctions of 20% is taken into account.

The tables below describe the matching of the German offer level. The letters in the first table correspond to description in the NC CAM of the capacity to be offered during the annual yearly capacity auction. This description explains that the capacity offered shall be equal to 'A – B C + D + E – F'.

Existing capacity GTS (kWh/h) VIP TTF-Gaspool H											
Period from	Period to	Existing Technical capacity (A)	Incremental capacity (E)	Total capacity	Reserved existing technical capacity for short term auctions 20% (B)	Reserved incremental capacity for short term auctions 20% (F)	Currently booked capacity (C)	Available capacity	Additional capacity (D)	Long term auction capacity (80%)	Reserved for short term auctions (20%)
1-10-2027	30-9-2028	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	5.182.477	23.417.523	0	17.697.523	5.720.000
1-10-2028	30-9-2029	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	4.694.004	23.905.996	0	18.185.996	5.720.000
1-10-2029	30-9-2030	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2030	30-9-2031	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2031	30-9-2032	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2032	30-9-2033	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2033	30-9-2034	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2034	30-9-2035	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2035	30-9-2036	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2036	30-9-2037	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2037	30-9-2038	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2038	30-9-2039	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2039	30-9-2040	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2040	30-9-2041	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000
1-10-2041	30-9-2042	28.600.000	0	28.600.000	5.720.000	0	0	28.600.000	0	22.880.000	5.720.000

Existing capacity GTS (kWh/h) VIP TTF-NCG H											
Period from	Period to	Existing Technical capacity (A)	Incremental capacity (E)	Total capacity	Reserved existing technical capacity for short term auctions 20% (B)	Reserved incremental capacity for short term auctions 20% (F)	Currently booked capacity (C)	Available capacity	Additional capacity (D)	Long term auction capacity (80%)	Reserved for short term auctions (20%)
1-10-2027	30-9-2028	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	3.896.231	15.053.769	0	11.263.769	3.790.000
1-10-2028	30-9-2029	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	3.896.231	15.053.769	0	11.263.769	3.790.000
1-10-2029	30-9-2030	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	3.896.231	15.053.769	0	11.263.769	3.790.000
1-10-2030	30-9-2031	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	3.896.231	15.053.769	0	11.263.769	3.790.000
1-10-2031	30-9-2032	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	1.180.677	17.769.323	0	13.979.323	3.790.000
1-10-2032	30-9-2033	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	1.180.677	17.769.323	0	13.979.323	3.790.000
1-10-2033	30-9-2034	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	0	18.950.000	0	15.160.000	3.790.000
1-10-2034	30-9-2035	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	0	18.950.000	0	15.160.000	3.790.000
1-10-2035	30-9-2036	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	0	18.950.000	0	15.160.000	3.790.000
1-10-2036	30-9-2037	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	0	18.950.000	0	15.160.000	3.790.000
1-10-2037	30-9-2038	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	0	18.950.000	0	15.160.000	3.790.000
1-10-2038	30-9-2039	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	0	18.950.000	0	15.160.000	3.790.000
1-10-2039	30-9-2040	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	0	18.950.000	0	15.160.000	3.790.000
1-10-2040	30-9-2041	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	0	18.950.000	0	15.160.000	3.790.000
1-10-2041	30-9-2042	18.950.000	0	18.950.000	3.790.000	0	0	18.950.000	0	15.160.000	3.790.000

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

Because the demand indication can be accommodated with existing capacity, there is no need to provide supplementary terms and conditions as all capacity shall be offered via the regular capacity auctions.

Timeline – Art 28 (1) (c) NC CAM

The below table provides the timeline for the incremental capacity process 2019-2021.

Start Date	End Date	Description
31.08.2020		Publication of the consultation documents
31.08.2020	01.10.2020	Public consultation
01.10.2020	01.11.2020	Planning of the offer levels by the TSOs in close cooperation with the NRA
01.11.2020		Submission of the project proposal to the NRA
01.11.2020	06.04.2021	Processing of the project proposal by the NRA
07.04.2021		Approval and publication of the required parameters by the national regulatory authorities pursuant to Art. 28 (1) NC CAM
08.04.2021	04.05.2021	Adaptation of the offer levels by the TSOs in consideration of the requirements of the NRA
05.05.2021		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
05.07.2021		Annual auction/Economic test

The project proposals are submitted on 2 November, so that the NRAs have six months to consider the proposals, which would mean that their decision will be published at the latest on 2 May 2021. 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

Because the proposed route does not require any additional measures, GTS proposes there is no decision required regarding parameters.

F-factor

Because the proposed route does not require any additional measures, there is no decision required regarding the F-factor.

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.

However, because the demand indication can be accommodated with existing capacity, GTS will not have to perform an economic test. Nevertheless, if the economic test conducted by the German TSOs would have a negative outcome, any corresponding booking made on the Dutch side of the interconnection point would automatically be cancelled.

V. Kontaktdaten

Gasunie Transport Services B.V.

Tico Raaijman

Phone: +31 6 3103 7418

t.raaijman@gastransport.nl

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Kerstin Kiene

Tel.: +49 511 640 607 2076

Kerstin.Kiene@gasunie.de

GASCADE Gastransport GmbH

Michael Walkus

Tel.: +49 561 934 2968

Michael.Walkus@gascade.de

Open Grid Europe GmbH

Tobias Happle

Tel.: +49 (0) 201 3642-12222

gastransport@open-grid-
europe.com