

Konsultationsdokument
zum 2019 eingeleiteten Verfahren
für neu zu schaffende Kapazität in Form eines
Kapazitätssupgrades am Netzkopplungspunkt
Lubmin II an der Grenze zwischen der
Russischen Föderation und THE

10. August 2020



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

FLUXYS Deutschland GmbH

Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf
Germany

Tel.: +49 (0)211 420 909-0
info.fluxystenp@fluxys.com



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



ONTRAS Gastransport GmbH

Maximilianallee 4
04129 Leipzig
Germany

Tel.: +49 (0)341 27111-0
capacity@ontras.com



Inhaltsverzeichnis

I.	Einleitung	4
II.	Projektvorschlag.....	5
1.	Maßnahmen auf der deutschen Seite der Grenzen	5
2.	Angebotslevel.....	8
3.	Alternative Zuweisungsmechanismen	10
4.	Vorläufige Zeitplanung.....	10
5.	Ergänzende Geschäftsbedingungen	11
6.	Elemente IND und RP gemäß NC TAR.....	11
7.	Wirtschaftlichkeitstest	11
a.	f-Faktor.....	13
b.	Referenzpreis	15
c.	Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG.....	16
d.	Obligatorischer Mindestaufschlag	16
8.	Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen	16
9.	Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur.....	16
III.	Kontaktdaten.....	17

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario	6
--	---

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vorläufige Zeitplanung	10
---	----

Anlagenverzeichnis

Anlage 1: Szenariomatrix

Anlage 2: Angebotslevel

Anlage 3: Ergänzende Geschäftsbedingungen

Anlage 4: Parameter des Wirtschaftlichkeitstest je Szenario

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 Kapazität an der Marktraumgrenze zwischen der Russischen Föderation und dem gemeinsamen deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) die Planungsphase für die entsprechenden Projekte (Phase 2) gestartet.

Wie im Bericht zur Marktnachfrageanalyse 2019 (veröffentlicht am 21. Oktober 2019) aufgezeigt wurde, besteht für die Marktraumgrenze Russland-THE auf der Deutschen Seite ein dauerhafter Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten in Form eines Kapazitätssupgrades von dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) zu frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK). Die Marktnachfrageberichte auf Basis der eingegangenen Marktnachfragen sind auf der Website des FNB Gas e. V. öffentlich zugänglich.¹ Schlussfolgerung des Marktnachfrageberichts war es, dass die FLUXYS Deutschland GmbH (FLUXYS), GASCADE Gastransport GmbH (GASCADE), Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) und ONTRAS Gastransport GmbH (ONTRAS) ein Projekt zur Schaffung neuer Kapazität starten werden. Neben der oben aufgezeigten unverbindlichen Anfrage nach neu zu schaffender Kapazität in Form eines Kapazitätssupgrades, sind bei den deutschen FNB eine hohe Anzahl weiterer Anfragen nach neu zu schaffender Kapazität eingegangen. Die verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten der Anfragen führen zu einer Vielzahl von Modellierungsvarianten, die als Basis der technischen Studien durchgeführt werden mussten. Hieraus resultierte die Anpassung des ursprünglichen Zeitplans und die Verschiebung der Konsultation des vorliegenden Dokuments.

Der geplante Zusammenschluss der deutschen Entry-Exit-Systeme zum gemeinsamen deutschen Marktgebiet THE zum 01.10.2021 hat ebenfalls Einfluss auf die zu berücksichtigende Bestandskapazität. Nur genehmigte technische Kapazität i. S. v. § 9 Abs. 4 S. 1 GasNZV (nachfolgend „Basiskapazität“) kann im Verfahren zur Schaffung neuer Kapazität berücksichtigt werden.

Im Rahmen des vorliegenden Projekts für neu zu schaffende Kapazität in Form eines Kapazitätssupgrades wurden technische Studien für den betroffenen Netzkopplungspunkt an der Marktraumgrenze, für den das Projekt eingeleitet wurde, durchgeführt. Dabei werden sowohl wirtschaftliche Aspekte als auch die Netztopologie berücksichtigt. Nach dem Abschluss der technischen Studie haben die betroffenen FNB den Prozess der Ausgestaltung des

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

Angebotslevels zur Vermarktung des Kapazitätsprodukts, welches für das Kapazitätsupgrade benötigt wird, begonnen.

Der vorliegende Konsultationsbericht ist ein Bericht der FLUXYS, GASCADE, GUD und ONTRAS.

II. Projektvorschlag

1. Maßnahmen auf der deutschen Seite der Grenzen

An der Marktraumgrenze Russland-THE wurde eine technische Studie auf der Grundlage der im Bericht zur Marktnachfrageanalyse dargestellten unverbindlichen Anfragen durchgeführt. Am Entry zum THE am Netzkopplungspunkt (nachfolgend „Interconnection Point“ bzw. „IP“) Lubmin II wurde nachgefragt, in Summe 6.474.599 kWh/h von aktuell gebuchten DZK-Produkten (DZK 1 und DZK 2) in FZK-Produkte aufzuwerten. Eine detaillierte Aufschlüsselung der angefragten Kapazitäten sowie der mindestens gleichwertigen Bestandskapazitäten auf IP, FNB, Produkte und GWJ ist Anlage 2 zu entnehmen.

Die Anfrage wurde vom GWJ 2025/2026 bis einschließlich GWJ 2037/2038 gestellt. Die Bereitstellung der Kapazität ist durch umfangreiche Ausbaumaßnahmen zur Realisierung des Kapazitätsupgrades allerdings erst ab GWJ 2027/2028 möglich.

Insgesamt wurden in den technischen Studien des vorliegenden Zyklus für neu zu schaffende Kapazität 63 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 Entwurfsdokument für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (veröffentlicht am 1. Juli 2020; nachfolgend „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 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 die Erdgassteuer sowie die CO₂-Kosten enthalten.

Incremental Capacity Zyklus 2019-2021 – Ausbau

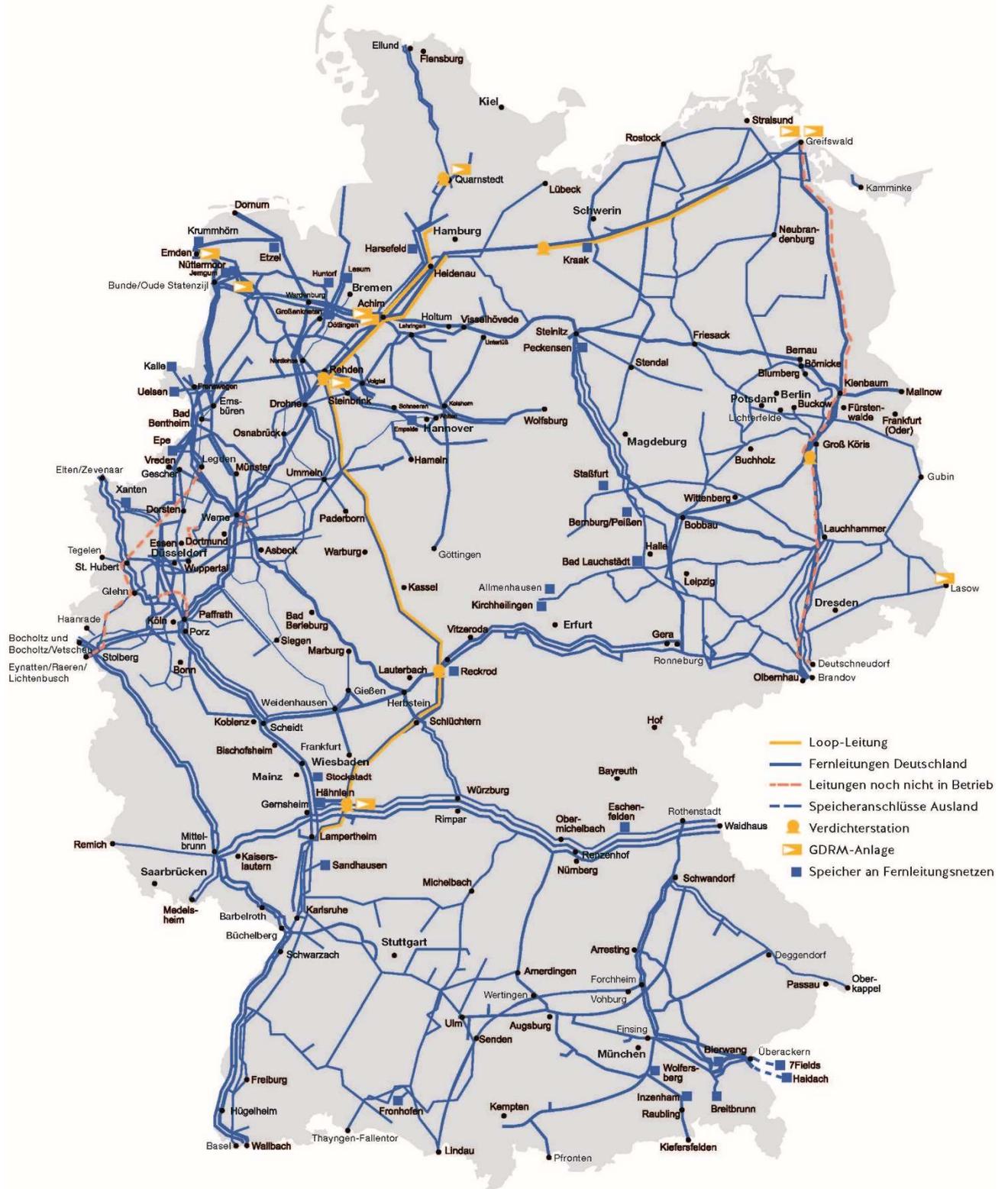


Abbildung 1: Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario

Die Erdgasempfangsstation Lubmin II ist zu erweitern. Die Maßnahmen dazu sind bereits im NEP enthalten (GDRM-Anlage Lubmin II, 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. 65 Mio. Euro. Östlich der Verdichterstation ist eine Loop-Leitung mit einer Länge von ca. 118 km in DN 1400 zu errichten. Die Investitionen betragen ca. 500 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. 305 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 870 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 Treibgaskosten 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.

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. 261 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. 170 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. 2.069 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 bzw. im Rahmen eines alternativen Zuweisungsmechanismus für die Grenzen RU-THE und THE-TTF 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 und des alternativen Zuweisungsmechanismus final bekannt sein.

2. 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 nur ein Angebotslevel und somit keine miteinander konkurrierenden Angebotslevel.

Produktgestaltung

Ein Angebotslevel bezieht sich gem. Art. 3 Nr. 5 NC CAM auf den Betrag der vorhandenen² 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 IPs zwischen den Marktgebieten). Die relevante Kapazität wird im Mai 2021 möglichst als möglichst gebündelte Standardprodukte je GWJ, IP, FNB und Produkt veröffentlicht. Dabei ist das Angebotslevel auf der Webseite www.fnb-gas-capacity.de veröffentlicht. Das Angebotslevel umfasst in diesem Fall FZK in Höhe der bereits gebuchten DZK, welche aufgewertet werden soll, sowie die Kapazität, die nach dem ursprünglich gebuchten Zeitraum nicht mehr als DZK vorhanden ist, sondern fortan nur noch als FZK verfügbar ist. Hierbei ist es erforderlich, dass beide Kapazitätsprodukte in vollem Umfang nachgefragt werden, damit der Wirtschaftlichkeitstest bestanden werden kann.

Vermarktungshorizont

Da das Angebotslevel neu zu schaffende Kapazität beinhaltet, können die Angebotslevel inklusive der vorhandenen Kapazitäten gem. Art. 11 Abs. 3 S. 2 NC CAM für einen Zeitraum von bis zu 15 Jahren nach dem prognostizierten Beginn der betrieblichen Nutzung der neuen Kapazitätsprodukte angeboten und gebucht werden. Hier entspricht dies dem Zeitraum vom GWJ 2027/2028 bis einschließlich GWJ 2041/2042.

Zuweisungsmethodik bei Bestandsprodukten

In der Vermarktung der Jahreskapazitäten im Jahr 2021 werden die FNB ihre Bestandskapazitäten regulär vermarkten. Da es sich bei dieser Anfrage um eine Aufwertung von bereits bestehenden gebuchten DZK Kapazitäten handelt, die durch Buchung des Angebotslevel aufgewertet werden, entfällt die Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitäten.

Betrag der anzubietenden Kapazität

Für die bereits bestehenden, aufzuwertenden Kapazitäten wird die FZK im Umfang des bestehenden Buchungswerts angeboten, damit diese Kapazität vollständig aufgewertet werden kann. Für die Kapazitäten, die nach dem ursprünglichen Buchungszeitraum nachgefragt werden, wird die Reservierungsquote von 20 % gemäß Art. 8 Abs. 8 NC CAM in Verbindung mit der Festlegung BK7-15-001 der BNetzA (nachfolgend „KARLA Gas“) berücksichtigt.

² Die Begriffe „verfügbar“ und „vorhanden“ werden im NC CAM synonym verwendet.

Konkrete Angebotslevel

Das Angebotslevel 1 ist der Anlage 2 zu entnehmen und ist so ausgelegt, dass es den Wirtschaftlichkeitstest besteht, wenn 100 % der angebotenen Kapazitäten verbindlich gebucht werden.

3. Alternative Zuweisungsmechanismen

FLUXYS, GASCADE, GUD und ONTRAS haben sich im aktuellen Verfahren dazu entschieden das Standard-Auktionsverfahren für die Zuteilung neu zu schaffender Kapazität im Jahr 2021 anzuwenden.

4. 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
10.08.2020		Veröffentlichung der Konsultationsdokumente
10.08.2020	10.09.2020	Öffentliche Konsultation
11.09.2020	06.10.2020	Planung der Angebotslevel durch die FNB in enger Zusammenarbeit mit der nationalen Regulierungsbehörde
07.10.2020		Abgabe des Projektvorschlags an die nationale Regulierungsbehörde
07.10.2020	06.04.2021	Bearbeitung des Projektvorschlags durch die nationale Regulierungsbehörde
07.04.2021		Genehmigung und Veröffentlichung der notwendigen Parameter durch die nationalen Regulierungsbehörde gemäß Art. 28 Abs. 1 NC CAM
08.04.2021	04.05.2021	Anpassung der Angebotslevel durch die FNB an die Vorgaben der Regulierungsbehörde
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 1: Vorläufige Zeitplanung

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.

5. Ergänzende Geschäftsbedingungen

Ein Entwurf der ergänzenden Geschäftsbedingungen (EGB) ist diesem Konsultationsdokument als Anlage 3 beigelegt.

6. Elemente IND und RP gemäß NC TAR

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.

7. Wirtschaftlichkeitstest

Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 NC CAM hat die BNetzA zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (nachfolgend „BNetzA-Tool“³). 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

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

³ Zu finden unter:

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

1. Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitätsprodukten

Da es sich bei dieser Buchung um eine Aufwertung von bereits bestehenden, gebuchten Kapazitäten handelt, entfällt die Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitätsprodukten, da diese bereits ausgebucht sind.

2. Wirtschaftlichkeitsprüfung der Angebotslevel

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.

Insgesamt wird im aktuellen Zyklus neu zu schaffende Kapazität 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 Kapazitätssupgrade von vorhandener DZK zu FZK nachgefragt. Folglich können im aktuellen Zyklus für folgende Projekte Angebotslevel gebucht werden:

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

Für jedes dieser sechs Projekte existiert ein Angebotslevel. 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 63 Kombinationen sind in der Anlage 1 aufgeführt. 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 32 Szenarien von Kombinationen mit Anfragen an den anderen Marktraumgrenzen. Jedes dieser Szenarien hat die folgenden 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 Tool der Bundesnetzagentur muss zunächst festgestellt werden, welches der 63 Buchungsszenarien eingetreten ist, um in der Folge die drei oben aufgeführten Bestandteile in das Tool zur Wirtschaftlichkeitsberechnung einzutragen.

Es handelt sich im vorliegenden Fall um eine Kapazitätsaufwertung. D. h. es, wird Kapazität betrachtet, die bereits gebucht ist. Die Erlöse durch die Vermarktung des Kapazitätsupgrades fließen daher i. H. eines Anteils von 10 % in den Wirtschaftlichkeitstest ein.

Die Berücksichtigung von 10 % ist damit zu begründen, dass der Rabatt auf DZK Produkte 10 % gegenüber FZK Produkten beträgt. Bei einer Umwandlung von DZK in FZK entstehen somit zusätzliche Erlöse in Höhe von 10 % des FZK-Tarifs, so dass auch nur diese Zusatzerlöse im Wirtschaftlichkeitstest berücksichtigt werden.

Ab dem Zeitpunkt, ab dem die initial gebuchte und zum Upgrade angefragte DZK Kapazität nicht mehr gebucht ist und regulär als neu zu schaffende FZK Kapazität vermarktet wird, fließen die Erlöse im vollen Umfang in den Wirtschaftlichkeitstest ein.

a. f-Faktor

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.

Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 NC CAM hat die BNetzA zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (nachfolgend als „BNetzA-Tool“ bezeichnet⁴). Das Ergebnis des ausgefüllten BNetzA-Tools mit den Daten zu den hier betrachteten Angebotsleveln ist diesem Konsultationsdokument als Anlage beigefügt.

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 schaffende Kapazität die Inflation nicht berücksichtigt wird, wurde der Inflationsindex für die Referenzpreise ebenfalls mit 0 % angesetzt.

Die vorgeschlagenen f-Faktoren wurde wie folgt ermittelt:

- a) Nach Art. 8 Abs. 8 NC CAM sowie gemäß BNetzA-Festlegung BK7-15-001 (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

⁴ Zu finden unter:

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

demnach auch gebucht werden. Da bis zum GWJ 2035/2036 bestehende, gebuchte Kapazität zu 100 % aufgewertet werden kann, wird nur für Kapazität, welche ab dem GWJ 2036/2037 angeboten wird, 20 % zurückgehalten. Im f-Faktor soll berücksichtigt werden, dass diese zurückgehaltenen Kapazitäten zu 100 % nachgebucht werden.

- b) Weitere positive externe Effekte wurden nicht untersucht.
- c) Gemäß Artikel 11 Abs. 3 NC CAM können Angebotslevel für neu zu schaffende Kapazität 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 schaffende Kapazität vollständig ausgebucht wird.

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 GWJ 2071/2072 angenommen.

Die Gasinfrastruktur wird auch im zukünftigem 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 2071/72 eine Nutzung der Infrastruktur von 65% unterstellt.

- d) 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.

b. Referenzpreis

Die aktuelle Prognose des Referenzpreises ist der im Entwurf der BNetzA-Entscheidung REGENT 2021 veröffentlichte Referenzpreis für frei zuordenbare Kapazität (FZK) des

Marktgebiets THE für das Jahr 2023 in Höhe von 3,78 €/(kWh/h)/Jahr. Dieser Referenzpreis wird lediglich für den Wirtschaftlichkeitstest herangezogen und wird kein Vertragsbestandteil.

c. Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG

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.

d. Obligatorischer Mindestaufschlag

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.

8. Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen

Nach Ablauf der Frist für die unverbindliche Anfrage nach neu zu schaffender Kapazität gemäß Art. 26 Abs. 6 NC CAM ist eine weitere Nachfrage eingegangen. Die Nachfrage bezog sich auf neu zu schaffende FZK von Dänemark nach Deutschland i. H. v. 7.088.000 kWh/h vom GWJ 2021/2022 bis einschließlich GWJ 2041/2042. Die verspätete Anfrage wurde im aktuellen Zyklus für neu zu schaffende Kapazität nicht berücksichtigt.

9. Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur

Die neu zu schaffende Kapazität wird voraussichtlich zu keinem anhaltenden, erheblichen Rückgang der Nutzung anderer nicht abgeschriebener Gasinfrastruktur im Marktgebiet THE oder in benachbarten Einspeise-Ausspeisesystemen oder entlang derselben Gastransportroute führen.



III. Kontaktdaten

Fluxys Deutschland GmbH

Alessandro Brunoni

Tel.: +49 (0) 211 42 09 09 22

Alessandro.Brunoni@fluxys.com

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

ONTRAS Gastransport GmbH

René Döring/Uwe Thiveßen

Tel.: +49 (0) 341 27 111 27 71

+49 (0) 341 27 111 21 63

Rene.Doering@ontras.com

Uwe.Thivessen@ontras.com