

**Konsultationsdokument**  
**zum in 2019 eingeleiteten Verfahren**  
**für neu zu schaffende Kapazitäten**  
**an der Grenze zwischen TGPS (Polen) und**  
**Trading Hub Europe (THE) (Deutschland)**

**10. August 2020**



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

**GASCADE Gastransport GmbH**

Kölnische Straße 108-112

34119 Kassel

Deutschland

**Operator Gazociągów**

**Przesyłowych GAZ-**

**SYSTEM S.A.**

Ul. Mszczonowska 4

02-337 Warszawa

Polen



## Inhaltsverzeichnis

I.	Einleitung .....	5
II.	Projektvorschlag.....	7
1.	Maßnahmen auf der deutschen Seite der Grenze .....	7
2.	Ausbaumaßnahmen auf der polnischen Marktgebietsseite .....	11
3.	Angebotslevel für gebündelte Kapazitätsprodukte .....	11
3.1.	Angebotslevel (GASCADE) .....	11
3.2.	Angebotslevel (GAZ-SYSTEM) .....	13
4.	Alternative Zuweisungsmechanismen .....	14
5.	Vorläufige Zeitplanung.....	14
6.	Ergänzende Geschäftsbedingungen .....	15
7.	Elemente IND und RP gemäß NC TAR.....	15
8.	Wirtschaftlichkeitstest .....	15
8.1.	Wirtschaftlichkeitstest bei GASCADE .....	15
a.	f-Faktor.....	18
b.	Referenzpreis .....	20
c.	Barwert der geschätzten Erhöhung der EOG.....	20
d.	Obligatorischer Mindestaufschlag .....	21
8.2.	Wirtschaftlichkeitstest bei GAZ-SYSTEM .....	21
9.	Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen .....	21
10.	Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur .....	21
III.	Kontaktdaten.....	22



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario ..... 8

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Allgemeine Fallmatrix der gegenüber einem angefragten Kapazitätsprodukt gleich- oder höherwertigen Produkte ..... 12

Table 2: GAZ-SYSTEM Kapazitäten, die zur gebündelten Kapazitätsbuchung angeboten werden ..... 14

Tabelle 3: Vorläufige Zeitplanung ..... 14

## 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 Kapazitäten an der Marktraumgrenze zwischen den Marktgebieten Trading Hub Europe (THE) und Polen TGPS haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) die Planungsphase für die entsprechenden Projekte (Phase 2) gestartet. Die beteiligten FNB sind auf S. 2 f. aufgeführt.

Die genannten Anfragen für neu zu schaffende Kapazität beinhalten in Einklang mit Art. 26 Abs. 8 lit. d NC CAM die Anforderung einer kombinierten Betrachtung. In der Planungsphase sind die beteiligten FNB dementsprechend zu dem Entschluss gekommen, die genannten Anfragen für neu zu schaffende Kapazität gemeinsam zu betrachten. Die ermittelten Maßnahmen stehen in Abhängigkeit zueinander, daher ist die Betrachtung von einzelnen Anfragen mit direkt zuordenbaren Maßnahmen nicht möglich und eine gemeinsame Realisierung der Ausbaumaßnahmen sinnvoll.

Wie im Bericht zur Marktnachfrageanalyse 2019 (veröffentlicht am 21. Oktober 2019) aufgezeigt wurde, besteht für die Marktraumgrenze TGPS-THE auf der deutschen Seite ein dauerhafter Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten. Die Marktnachfrageberichte auf Basis der eingegangenen Marktnachfragen sind auf der Website des FNB Gas e. V. öffentlich zugänglich.<sup>1</sup> Schlussfolgerung des Marktnachfrageberichts war es, dass die GASCADE ein Projekt zur Schaffung neuer Kapazität starten wird. Auf der polnischen Seite der Marktgebietsgrenze sind bereits Kapazitäten in ausreichendem Maß vorhanden. Aus diesem Grund wurde hier auch kein Projekt für neu zu schaffende Kapazitäten initiiert. Die Konsultation des Projektvorschlags erfolgt dennoch gemeinsam, damit das Angebotslevel für neu zu schaffende Kapazität als gebündelte Kapazität erfolgen kann.

Neben der oben aufgezeigten unverbindlichen Anfrage nach neu zu schaffender Kapazität, 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

---

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



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 Kapazitäten berücksichtigt werden.

Dieser Umstand führt dazu, dass an der Grenze zwischen Polen TGPS und THE der Bedarf nach neu zu schaffender Kapazität nach der Veröffentlichung des Berichts zur Bedarfsermittlung nochmal angepasst werden musste. In der unverbindlichen Marktnachfrage nach neu zu schaffender Kapazität wurde in den Bemerkungen angemerkt, dass insgesamt 27.828.000 kWh/h FZK an der Grenze erreicht werden sollen. Da die am 22.04.2020 genehmigte Basiskapazität am IP Mallnow 10.877.000 kWh/h FZK beträgt, ergibt sich eine Differenz von 16.951.000 kWh/h FZK zur angefragten Kapazität. Aus diesem Grund hat sich GASCADE in Abstimmung mit dem anfragenden Transportkunden und der Bundesnetzagentur entschlossen, 16.951.000 kWh/h im weiteren Projektverlauf als neu zu schaffende Kapazität zu berücksichtigen.

Im Rahmen des vorliegenden Projekts für neu zu schaffende Kapazität wurden technische Studien für alle potenziellen Netzkopplungspunkte an der Marktraumgrenze, für die das Projekt eingeleitet wurde, durchgeführt. Dabei werden sowohl wirtschaftliche Aspekte als auch die Netztopologie berücksichtigt. Nach dem Abschluss der technischen Studien haben die betroffenen FNB den Prozess der Ausgestaltung der koordinierten Angebotslevels zur Vermarktung der Kapazitätsprodukte inklusive identifizierter neu zu schaffender Kapazität begonnen.

Der vorliegende Konsultationsbericht ist ein gemeinsamer Bericht von GASCADE und dem angrenzenden Netzbetreiber Gaz-System. Daher werden alle notwendigen Konsultationselemente in diesem Bericht für beide Seiten der Marktgebietsgrenzen beschrieben und berücksichtigt. Unterschiedliche Interpretationen des NC CAM sowie unterschiedliche Vorgaben der nationalen Regulierungsbehörden sind im Laufe des Prozesses nach der Konsultationsphase aufeinander abzustimmen.



## **II. Projektvorschlag**

### **1. Maßnahmen auf der deutschen Seite der Grenze**

Für die Marktraumgrenze TGPS-THE wurde eine technische Studie auf der Grundlage der oben beschriebenen Anpassung der Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität durchgeführt. Am Entry zu THE wurden 16.951.000 kWh/h als neu zu schaffende frei zuordenbare Kapazität betrachtet. Eine detaillierte Aufschlüsselung der angefragten Kapazitäten sowie der mindestens gleichwertigen Bestandskapazitäten auf Kopplungspunkte, FNB, Produkte und GWJ ist Anlage 2 zu entnehmen.

Die Anfrage bezieht sich auf den Zeitraum zwischen dem GWJ 2022/2023 bis einschließlich GWJ 2036/37. 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 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 „Basisvariante“ resultieren. Bei den Investitionskosten handelt es sich um initiale Schätzungen.

Zusätzlich zu den 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 für die Commodity auch die Kosten der Erdgassteuer sowie die CO<sub>2</sub>-Kosten enthalten.

## Incremental Capacity Zyklus 2019-2021 - Ausbau

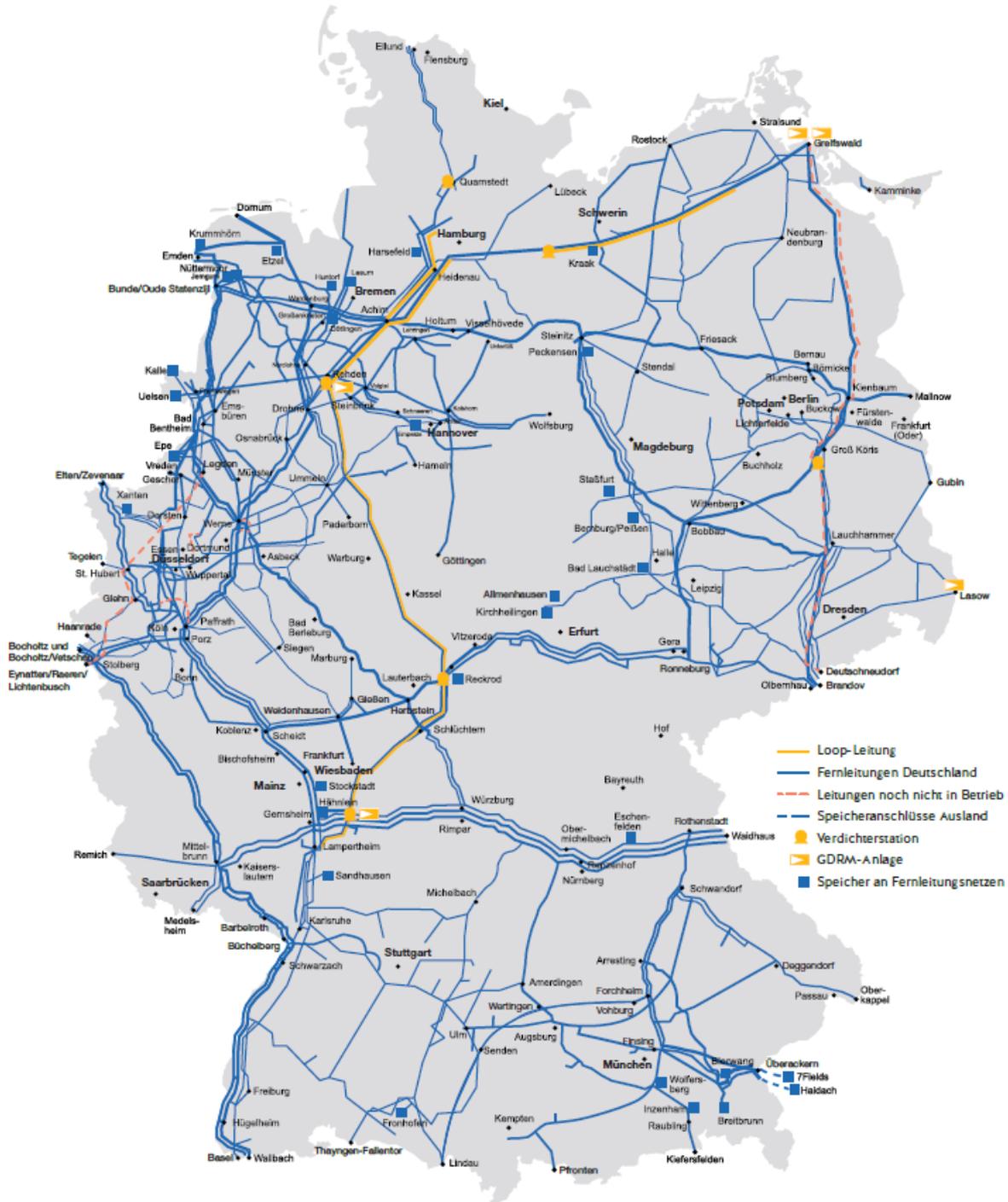


Abbildung 1: Ausbaumaßnahmen für das Maximalszenario



Auf der Ferngasleitung EUGAL sind folgende Ausbaumaßnahmen notwendig: Die Verdichterstation Radeland II muss modifiziert werden. Die Investitionen betragen ca. 16 Mio. Euro. In Summe betragen die zusätzlichen Investitionen auf diesem Leitungsabschnitt ca. 16 Mio. Euro.

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.

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. Nm<sup>3</sup>/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. Nm<sup>3</sup>/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. Ausbaumaßnahmen auf der polnischen Marktgebietsseite**

Aufgrund der Tatsache, dass das Kapazitätsupgrade von DZK auf FZK nur auf der deutschen Marktgebietsseite angefragt wurde, sind die auf der polnischen Marktgebietsseite angebotenen Kapazitäten bereits ausreichend. Daher sind keine Ausbaumaßnahmen auf der polnischen Marktgebietsseite notwendig.

## **3. Angebotslevel für gebündelte Kapazitätsprodukte**

### **3.1. Angebotslevel (GASCADE)**

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 Angebotsleveln 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 Abs. 5 NC CAM auf den Betrag der vorhandenen 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. Dabei ist das Angebotslevel auf der Webseite [www.fnb-gas-capacity.de](http://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. Ihre Berücksichtigung wird im Abschnitt „Konkrete Angebotslevel“ detaillierter beschrieben.



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

**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. 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 plant GASCADE die vorhandene Kapazität außerhalb der Angebotslevel für die folgenden fünf Jahre zu vermarkten. Die vorhandenen Kapazitäten, die für die Zuteilung des Angebotslevels relevant sind, werden jedoch im Angebotslevel inklusive neu zu schaffender Kapazität angeboten. Eine Überschneidung von Bestandskapazitätsauktionen und Buchungen des Angebotslevels kann damit vermieden werden.

### *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 in Verbindung mit der Festlegung BK7-15-001 der BNetzA (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:



1. Vorhandene Kapazitätsprodukte
  - a. IP Mallnow
    - i. GASCADE: FZK
2. Neu zu schaffende Kapazitätsprodukte
  - a. IP Mallnow
    - i. GASCADE: FZK

### 3.2. Angebotslevel (GAZ-SYSTEM)

Da auf der polnischen Marktgebietsseite bereits ein Angebot von technischen Kapazitäten in Höhe von 38.812.499 kWh/h existiert, welches ausreichend ist, um die auf der deutschen Marktgebietsseite angefragten neu zu schaffenden Kapazitäten zu erfüllen verweist GAZ-SYSTEM an dieser Stelle nur auf die zur Vermarktung geplanten gebündelte Kapazitäten.

Die folgende Tabelle zeigt die Kapazitäten, die auf der polnischen Marktraumgrenze für die GWJ 2026/2027-2040/2041 im Rahmen der jährlichen Kapazitätsauktion im Jahr 2021 angeboten werden sollen, unter Berücksichtigung der Reservierungsquoten des NC CAM:

GWJ	Bestandskapazitäten – zur Bündelung angeboten[kWh/h]
2021/2022	34 931 249
2022/2023	34 931 249
2023/2024	34 931 249
2024/2025	34 931 249
2025/2026	34 931 249
2026/2027	31 049 999
2027/2028	31 049 999
2028/2029	31 049 999
2029/2030	31 049 999
2030/2031	31 049 999
2031/2032	31 049 999
2032/2033	31 049 999
2033/2034	31 049 999
2034/2035	31 049 999
2035/2036	31 049 999
2036/2037	31 049 999



2037/2038	31 049 999
2038/2039	31 049 999
2039/2040	31 049 999
2040/2041	31 49 999

Table 2: GAZ-SYSTEM Kapazitäten, die zur gebündelten Kapazitätsbuchung angeboten werden

#### 4. Alternative Zuweisungsmechanismen

Beide Netzbetreiber haben sich gemeinsam dafür entschieden, das Standard-Auktionsverfahren für die Zuteilung neu zu schaffender Kapazität im Jahr 2021 anzuwenden.

#### 5. 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 den nationalen Regulierungsbehörden
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 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 3: 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.

## **6. Ergänzende Geschäftsbedingungen**

Für die Teilnahme an den Kapazitätsauktionen für neu zu schaffende Kapazitäten im Jahr 2021 müssen verschiedene Geschäftsbedingungen der jeweiligen FNB akzeptiert werden.

Ein Entwurf der Ergänzenden Geschäftsbedingungen von GASCADE ist diesem Konsultationsdokument als Anlage 3 beigelegt.

Ein Entwurf der allgemeinen Geschäftsbedingungen von GAZ-SYSTEM und für den TGPS sind unter folgendem Link abrufbar: <https://en.gaz-system.pl/en/customer-zone/download/model-agreements/tgps/>

## **7. Elemente IND und RP gemäß NC TAR**

Im Rahmen des aktuellen Zyklus für neu zu schaffende Kapazität wird weder von GASCADE noch von GAZ-SYSTEM ein Festpreisansatz verfolgt. Die Elemente IND und RP gem. Art. 24 lit. b NC TAR sind hier dementsprechend nicht zu beschreiben.

## **8. Wirtschaftlichkeitstest**

### **8.1. Wirtschaftlichkeitstest bei GASCADE**

Für die Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Art. 22 NC CAM hat die BNetzA zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (nachfolgend „BNetzA-Tool“<sup>2</sup>). 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

---

<sup>2</sup> Zu finden unter:

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



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:

#### *1. Ausbuchungserfordernis von Bestandskapazitätsprodukten*

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

Um einen effizienten Netzausbau sicherzustellen, ist in Abstimmung mit der BNetzA als Voraussetzung für den Start des Wirtschaftlichkeitstests zu prüfen, ob die verfügbaren Kapazitätsprodukte (Bestandskapazität) im jeweiligen GWJ gemäß Projektantrag ausgebucht sind. Ist die Bestandskapazität im jeweiligen GWJ ausgebucht, geht die Menge der verbindlich angefragten neu zu schaffenden Kapazität in (kWh/h)/Jahr je GWJ in das BNetzA-Tool zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit ein. Ist die Bestandskapazität in einem GWJ nicht ausgebucht, ist die Voraussetzung 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 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 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 Kapazitätssupgrade von vorhandener DZK zu FZK nachgefragt. Folglich können im aktuellen Zyklus für folgende Projekte Angebotslevel gebucht werden:

1. Polen E-Gas (GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS)
2. Polen TGPS (Mallnow)
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 BNetzA-Tool 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.

#### **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“



bezeichnet <sup>3</sup>). 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 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 Bestandskapazitäten innerhalb jedes Angebotslevels in der initialen Vermarktung, in der die jeweils neu zu schaffenden Kapazitäten angeboten werden, komplett ausgebucht werden. Die Annahmen in Bezug auf die Buchung der neuen Kapazitäten sind nachfolgend erläutert.

Die vorgeschlagenen f-Faktoren wurde 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.

---

<sup>3</sup> Zu finden unter:

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



- c) Für den Zeitraum vom GWJ 2027/28 bis einschließlich GWJ 2041/42 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 GWJ 2071/72 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 2053/54 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. Dies soll auch gewährleisten, dass der Transportkunde die geschätzte Erhöhung der EOG nicht überkompensieren muss.

#### **8.2. Wirtschaftlichkeitstest bei GAZ-SYSTEM**

Aufgrund der Tatsache, das GAZ-SYSTEM keine Investitionen tätigen muss, da auf der polnischen Marktgebietsseite bereits ausreichende Kapazitäten zur Verfügung stehen, besteht keine Notwendigkeit zur Durchführung eines Wirtschaftlichkeitstestes und der Ermittlung eines f-Faktors. Aus diesem Grund wird das Ergebnis des Wirtschaftlichkeitstestes auf der deutschen Marktgebietsseite für beide Marktgebietsseiten verbindlich sein.

### **9. 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.

### **10. 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**

**GASCADÉ Gastransport GmbH**

Michael Walkus

Tel.: +49 561 934 2968

Michael.Walkus@gascade.de

**Operator Gazociągów  
Przesyłowych GAZ-  
SYSTEM S.A.**

Marta Zapart-Choma

Tel.: +48 22 220 18 47

marta.zapart@gaz-system.pl