

Konsultationsdokument zum in 2019 eingeleiteten
Verfahren für neu zu schaffende Kapazitäten an der
Grenze zwischen der Schweiz und dem
Marktgebiet Trading Hub Europe

-externes Dokument zur Veröffentlichung-

20. Juli 2020

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

terranets** bw GmbH**

Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart
Germany

Tel.: +49 (0)711 7812-1359
[Incremental@terrane**ts**-bw.de](mailto:Incremental@terranets-bw.de)



bayernts** GmbH**

Poccistr. 7
80336 München
Germany

T.: +49 (0) 89 89 0572 121
[Incremental-Capacity@bayern**ts**.de](mailto:Incremental-Capacity@bayernts.de)



Fluxys TENP GmbH

Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf
Germany

Tel.: +49 (0)211 420909-22
alessandro.brunoni@fluxys.com



Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5
45141 Essen
Germany

Tel.: +49 (0)201 3642-12222
gastransport@open-grid-europe.com



Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	4
2.	Projektvorschlag	6
3.	Angebotslevel	8
4.	Alternative Zuweisungsmechanismen	8
5.	Vorläufiger Zeitplan	8
6.	Ergänzende Geschäftsbedingungen	9
7.	Elemente IND und RP gemäß NC TAR	9
8.	F-Faktor	10
9.	Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen	13
10.	Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur	13
11.	Kontaktinformationen	14

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematischer Projektvorschlag	6
---	---

Tabellen

Tabelle 1: Angebotslevel	8
Tabelle 2: Vorläufige Zeitplanung	9
Tabelle 3: Ermittlung Referenzpreis	11
Tabelle 4: Annahmen Buchungsstand	13

1. Einleitung

Nach Abschluss der Bedarfsanalyse (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 Schweiz – Trading Hub Europe (nachfolgend CH – THE) haben die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) die Planungsphase für die entsprechenden Projekte (Phase 2) gestartet. Der zum 21.10.2019 veröffentlichte „Bericht zur Bedarfsermittlung für den 2019 beginnenden Prozess für neu zu schaffende Kapazität zwischen der Schweiz und dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe“ zeigt einen Bedarf von neuer Kapazität, explizit in der Bodenseeregion, an dieser Marktraumgrenze.

§ 21 Abs. 1 Satz 2 GasNZV sieht vor, dass die FNB spätestens ab dem 01.04.2022 aus den bestehenden zwei Marktgebieten ein gemeinsames Marktgebiet zu bilden haben.

Im Rahmen der Vorbereitungen der Zusammenlegung der beiden deutschen Marktgebiete kündigten die deutschen FNB an, die Marktgebietszusammenlegung voraussichtlich zum 01. Oktober 2021 umzusetzen. Der Name des gemeinsamen Marktgebietes wird Trading Hub Europe (THE) lauten.

Der in der Bodenseeregion angrenzende Schweizer Netzbetreiber Erdgas Ostschweiz AG (EGO) erläuterte in einer angefragten Stellungnahme vom 10.10.2019, dass der unverbindlich angefragte Bedarf aus Gründen der Versorgungssicherheit (Verfügbarkeit N-1-Versorgung) nicht über die bereits bestehende GÜPs und die daran angeschlossenen Leitungen auf Schweizer Seite dargestellt werden kann. Daher ist, der Analyse des Marktnachfrageberichtes folgend, ein neuer GÜP in der Bodenseeregion zu planen, der den angefragten Kapazitätsbedarf vollständig deckt.

Die angefragte Ausspeisekapazität für einen neu zu schaffenden GÜP in der betroffenen Bodenseeregion beträgt demnach 2.000.000 kWh/h. Diese Kapazität beinhaltet eine Zuordnungsaufgabe zum Netzknotenpunkt Burghausen (dynamisch zuordenbare Kapazität, DZK).

Die FNB beabsichtigen, eine zum angefragten Ausspeisepunkt korrespondierende Einspeise-DZK am Netzknotenpunkt Burghausen auszuweisen und zu vermarkten, die der angefragten Ausspeisekapazität zuzuordnen ist (Zuordnungsaufgabe zum neu zu schaffenden GÜP in der Bodenseeregion).

Die Einspeise-DZK am Netzknotenpunkt Burghausen kann dabei an folgenden buchbaren Punkten ausgewiesen werden:

- Überackern
- Überackern 2
- Speicher Haidach
- Speicher 7Fields

Anfallende Netzerlöse an den Einspeisepunkten werden im Wirtschaftlichkeitstest nicht berücksichtigt, eine nutzungsabhängige Kostenzuweisung wird vorgenommen. Hierbei wurde der Fall mit den höchsten Treibenergiekosten bei einer kompletten Zuordnung zu den Einspeisepunkten Überackern und Überackern 2 für den Wirtschaftlichkeitstest angenommen. Bei einer anderen Aufteilung der Zuordnungspunkte kann es zu geringeren Treibenergiekosten kommen.

Die FNB laden den Markt ein, Stellung zur Frage zu nehmen, an welchem/welchen der genannten buchbaren Punkte die entsprechende Einspeise-DZK in welcher Höhe ausgewiesen werden soll. Unabhängig vom Erhalt von Stellungnahmen zur Ausweisung dieser Einspeise-DZK behalten sich die betroffenen FNB vor, in begründeten Fällen eine von den erhaltenen(n) Stellungnahme(n) abweichende Ausweisung der Einspeise-DZK vorzunehmen.

Die Auswertung und Beurteilung der eingegangenen Anfrage wurde auf Basis der Modellierungen des noch unbestätigten Netzentwicklungsplans Gas in der Basisvariante (im Folgenden NEP) 2020 – 2030 durchgeführt. Im weiteren Verlauf des Prozesses für neu zu schaffende Kapazität kann sich diese Planungsgrundlage (bspw. Eingangsgrößen für die Kapazitätsmodellierung) ändern und eine Neubetrachtung bereits gezogener Schlussfolgerungen notwendig machen. Als Folge kann sich auch die Höhe des Bedarfs nach neu zu schaffender Kapazität im Verlauf eines Verfahrens zur Schaffung von neuer Kapazität noch ändern. Bei der Kapazitätsmodellierung wurden sämtliche Rahmenbedingungen nach aktuellem Kenntnisstand berücksichtigt.

Eine Beteiligung am Incremental-Verfahren nach NC CAM durch die EGO erfolgt nicht, da dieses Verfahren aus Sicht der EGO für ihr Schweizer Versorgungsgebiet keine Anwendung findet. Aus diesem Grund war die EGO über die Abstimmung technischer Rahmenbedingungen hinaus (in ihrer Eigenschaft als angrenzender Netzbetreiber) nicht an der Erstellung dieses Konsultationsdokumentes beteiligt. Im Resultat werden die zu schaffenden Einspeisekapazitäten auf Schweizer Seite in diesem Dokument nicht betrachtet, so dass diese weder im Wirtschaftlichkeitstest, noch in Form einer gebündelten Vermarktung einbezogen werde

2. Projektvorschlag

Die beteiligten FNB haben nach eingehender Prüfung möglicher Maßnahmen zur Erfüllung der Marktnachfrage, eine technisch sinnvolle und effiziente Möglichkeit identifiziert, um die angefragte Auspeisekapazität bereitzustellen. Dieser Projektvorschlag wird in Abbildung 1 schematisch durch die beiden roten Pfeile beschrieben. Die Betrachtung der erforderlichen Maßnahmen beginnt am Netzknotenpunkt Burghausen und endet an der deutschen Hoheitsgrenze (hier angenommen mit ca. 10 Meter Abstand zu der deutschen Uferseite) an einem noch konkret zu definierenden Punkt in der Bodenseeregion. Bei der Auswahl des Projektvorschlages wurden sowohl wirtschaftliche als auch netztopologische Aspekte berücksichtigt.



Abbildung 1: Schematischer Projektvorschlag

Transport über Hittistetten

Der nachfolgende Projektvorschlag entspricht den mit dem Netzbetreiber EGO abgestimmten technischen Parametern.

Die roten Pfeile in Abbildung 1 zeigen den Antransport der angefragten Kapazität aus dem Netzknotenpunkt Burghausen durch die Leitung Burghausen-Finsing, die sich im Alleineigentum der bayernets befindet und die Leitung Amerdingen-Anwalting-Schnaitsee, die sich im Bruchteilseigentum der bayernets und OGE befindet, bis zum Knotenpunkt Wertingen. Ab dem Knotenpunkt Wertingen erfolgt der Transport über das geplante bayernets-Transportsystem Wertingen-Kötz (NEP-ID 402-02) sowie über eine neu zu errichtende Leitung von Kötz bis Hittistetten. Von dort werden die Gasmengen in Hittistetten an die terranets bw übergeben. Der Weitertransport erfolgt über die Transportsysteme der terranets bw (u.a. DOB-Leitung), sowie über einen neu zu errichtenden Leistungsabschnitt vom Bestandsnetz der terranets bw zum neu zu schaffenden GÜP in der Bodenseeregion. Folgende Maßnahmen sind für die Netzerweiterung notwendig:

1. Anbindungsleitung (Verlängerung) Wertingen-Kötz bis Hittistetten (ca. 18 km)
2. Anbindungsleitung vom Bestandsnetz der tnbw zum Bodensee Anlandepunkt (ca. 10 – 20 km)
3. Verdichter terranets bw

Die Kostenschätzung der oben genannten Maßnahmen beläuft sich auf eine Größenordnung in Höhe von ca. 137 Mio. € (basierend auf den Plankostensätzen des Entwurfs des NEP Gas 2020-2030).

Bei dem genannten Projekt wird ein Übergabedruck von ca. 43 barg am Übergabepunkt an die EGO in der Bodenseeregion bereitgestellt und von EGO selbst auf den angefragten Druck von 55 barg verdichtet.

Fazit:

Als Ergebnis der Planungsphase empfehlen die beteiligten FNB die Bereitstellung der angefragten Kapazität über die beschriebene Route.

3. Angebotslevel

Das Angebotslevel ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst, wobei die zwingende Reservierungsquote von 20% für bestehende sowie neue Kapazitäten gemäß Art. 8 (8) NC CAM sowie Festlegung der BNetzA BK7-15-001 (KARLA Gas) berücksichtigt wurde

Von	Bis	Freie Bestandskapazität, unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20 % in [kWh/h]	Neu zu schaffende Kapazität, unter Berücksichtigung einer Reservierungsquote von 20 % in [kWh/h]	Angebotslevel in [kWh/h]
01.10.2026	01.10.2041	0	1.600.000	1.600.000

Tabelle 1: Angebotslevel

4. Alternative Zuweisungsmechanismen

Entfällt.

5. Vorläufiger Zeitplan

Das oben beschriebene Projekt wird nach Abschluss der Auktion von Jahreskapazität im Juli 2021 auf der Kapazitätsbuchungsplattform PRISMA eingeleitet. Betriebsbereitschaft aller technischen Anlagen ist frühestens für den 01. Oktober 2026 vorgesehen – unter der Prämisse, dass die im Anschluss an die Auktion durchgeführte Wirtschaftlichkeitsprüfung erfolgreich ist.

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

Start	Ende	Beschreibung
20.07.2020		Veröffentlichung des Konsultationsdokuments
20.07.2020	10.09.2020*	Öffentliche Konsultation
11.09.2020*	06.10.2020*	Planung der Angebotslevel durch die FNBs in enger Zusammenarbeit mit der nationalen Regulierungsbehörde
07.10.2020*		Abgabe des Projektvorschlags an die nationale Regulierungsbehörde
07.10.2021*	06.04.2021	Bearbeitung des Projektvorschlages durch die nationale Regulierungsbehörde
07.04.2021		Genehmigung und Veröffentlichung der notwendigen Parameter durch die nationale Regulierungsbehörde gemäß Art. 28 Abs. 1 NC CAM
08.04.2021	04.05.2021	Erstellung der Angebotslevel durch die FNB auf Basis der Vorgaben der nationalen Regulierungsbehörde
05.05.2021		Veröffentlichung der genehmigten Parameter, der Kapazitätsprodukte und des Mustervertrages bzw. der Musterverträge für die im Rahmen des Netzausbauprojektes angebotenen Kapazitäten
05.07.2021		Jahresauktion; nach Abschluss der Jahresauktion erfolgt die Wirtschaftlichkeitsprüfung

Tabelle 2: Vorläufige Zeitplanung *angepasst am 10.08.2020

Die genannten Termine sind vorläufig und können daher noch Änderungen unterliegen. Bei einem positiven Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung wird das Projekt im Nachgang in den Prozess zur Erstellung des deutschen Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas 2022 – 2032) einfließen und im Szenariorahmen sowie bei der (nationalen) Modellierung berücksichtigt.

6. Ergänzende Geschäftsbedingungen

Ein Entwurf der Ergänzenden Geschäftsbedingungen ist diesem Konsultationsdokument als Anhang I beigefügt.

7. Elemente IND und RP gemäß NC TAR

In Deutschland gilt ein variables Preissystem, feste Preise werden somit nicht angewendet.

8. F-Faktor

Gemäß Art. 27 (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 (1) NC CAM):

- a) die Menge an technischer Kapazität, die gemäß Art. 8 (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 Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Erhöhung der Transparenz ein Berechnungstool erstellt und veröffentlicht (nachfolgend als BNetzA-Tool bezeichnet);

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

Das Ergebnis des ausgefüllten BNetzA-Tools mit den Daten des hier betrachteten Angebotslevels ist diesem Konsultationsdokument als Anhang II beigefügt.

Das BNetzA-Tool enthält mathematische Auswertungen zur Bestimmung des f-Faktors gemäß den Kriterien a), c) und d). Der f-Faktor ergibt sich dabei aus dem Verhältnis des Barwerts der verbindlichen Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung von Kapazitäten über den Zeithorizont der ersten Jahresauktion, in der die jeweils neu zu schaffenden Kapazitäten angeboten wurden, gemäß Art. 22 (1) lit. (a) zum Barwert aller erwarteten Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung der jeweiligen Kapazitäten. Im BNetzA-Tool wird als geschätzter Referenzpreis gemäß Art. 22 (1) lit. (a) (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 Fernleitungsnetzbetreibers 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.

Die Entgelte werden seit dem 01.01.2020 auf Basis der regulierungsrechtlichen Vorgaben der BNetzA (Festlegungen REGENT (BK9-18/610-NCG) / AMELIE (BK9-18/607)) als sog. einheitliches Briefmarkenentgelt gebildet.

Die aktuelle Prognose des Referenzpreises ist der im Entwurf der BNetzA-Entscheidung REGENT 2021 veröffentlichte Referenzpreis des Marktgebiets THE für das Jahr 2023 in

Höhe von 3,78 €/(kWh/h)/Jahr, einschließlich eines Abschlags in Höhe von 10 % für dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK). Dieser Referenzpreis wird lediglich für den Wirtschaftlichkeitstest herangezogen und wird kein Vertragsbestandteil.

Indikativer Referenzpreis THE für 2023	3,78 €/(kWh/h)/a
Abschlag für DZK (10 %)	3,402 €/(kWh/h)/a

Tabelle 3: Ermittlung Referenzpreis

Der Referenzpreis wurde bei der Berechnung der Barwerte aller erwarteten Zusagen von Netznutzern zur Kontrahierung der jeweiligen Kapazitäten im Zeitraum 2026-2041 nicht-inflationiert eingesetzt. Somit wurde ein möglicher zukünftiger Anstieg des Referenzpreises nicht berücksichtigt.

Da ein neu zu schaffender GÜP geplant ist, liegen keine Bestandskapazitäten vor. Die Annahmen in Bezug auf die Buchung der neu zu schaffenden Kapazitäten sind nachfolgend erläutert.

Der vorgeschlagene f-Faktor wurde wie folgt ermittelt:

- a) Nach Art. 8 (8) NC CAM sowie gemäß BNetzA-Festlegung BK7-15-001 (KARLA Gas) zurückgehaltene technisch verfügbare Kapazität in Höhe von 20 % bezogen auf die im jeweiligen Angebotslevel enthaltene neu zu schaffende technische Kapazität beträgt 400.000 kWh/h.

Es wird nicht davon ausgegangen, dass alle reservierten Kapazitäten in Richtung Schweiz in jedem Jahr vollständig gebucht werden, da keine Sicherheit bzgl. möglicher Kurzfristbuchungen bestehen (NC CAM Artikel 23 (1) a)). Diese Einschätzung ergibt sich insbesondere aus der Tatsache, dass nach Kenntnis der FNB bisher keine Möglichkeit besteht, von dem neu zu schaffenden GÜP in der Bodenseeregion aus, die Kopplungspunkte Oltingue (FR) / Rodersdorf (CH) und Griespass (CH) / Passo Gries (IT) zu erreichen, welche über die TRANSITGAS-Pipeline die Marktgebiete THE, Schweiz, Frankreich und Italien miteinander verbinden. Der GÜP könnte damit nicht zur Darstellung von Transiten genutzt werden, sondern würde nach Einschätzung der beteiligten FNB zur Versorgung des angrenzenden Verteilnetzes auf Schweizer Seite verwendet. Aus diesem Grund erscheint es aus Sicht der beteiligten FNB wahrscheinlich, dass nur in Spitzenlast-Zeiträumen im Verteilnetz des angrenzenden, schweizerischen Netzbetreibers Kurzfristbuchungen zur Deckung des Zusatzbedarfs durchgeführt würden, der nicht über die Anbindung in Richtung des TRANSITGAS-System dargestellt werden kann. Da zum Bestehen des Wirtschaftlichkeitstests bereits umfangreiche Buchungen erforderlich sein werden, bewerten die FNB diesen Zusatzbedarf in Spitzenlast-Zeiträumen durch die dann existierenden Buchungen als weitgehend gedeckt. Aus diesem Grund können nach Einschätzung der FNB keine weiteren Kurzfristbuchungen der reservierten Kapazität berücksichtigt werden.

Die beteiligten FNB bitten den Markt um Stellungnahme, sofern dieser über Informationen verfügt, die eine andere Einschätzung der Buchungen der reservierten Kapazitäten begründen.

b) Die FNB konnten keine weiteren positiven externen Effekte nach NC CAM Artikel 23 (1) feststellen.

c) Gemäß Art. 11 (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 von 2026/27 bis 2040/41 wurde angenommen, dass die in der Jahresauktion 2021 angebotenen neu zu schaffenden Kapazitäten vollständig ausgebucht werden. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlagen wurde entsprechend der regulatorischen und gewöhnlichen Abschreibungsdauern angesetzt. Die beschriebene Investition bezieht sich unter anderem auf die Verdichterstation. Die regulatorische sowie gewöhnliche Nutzungsdauer für Verdichter beträgt gemäß Anhang I zum § 6 (5) Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) 25 Jahre. Der Beginn der betrieblichen Nutzung ist für 2026 vorgesehen, die letzten Abschreibungen für den Verdichter fallen somit im Jahr 2051 an. Für den Zeitraum von 2040/41 bis 2050/51 wurde angenommen, dass die gesamten neu zu schaffenden technischen Kapazitäten nicht gebucht werden (NC CAM Artikel 23(1) c)). Wie bereits geschildert kann der GüP nach Kenntnis der FNB nicht zur Darstellung von Transiten genutzt werden, sondern würde im Wesentlichen zur Versorgung des angrenzenden Verteilnetzes auf Schweizer Seite verwendet. Aus diesem Grund erscheint es aus Sicht der beteiligten FNB wahrscheinlich, dass nur in Spitzenlast-Zeiträumen im Verteilnetz des angrenzenden, schweizerischen Verteilnetzes Kurzfristbuchungen zur Deckung dieses Zusatzbedarfs durchgeführt würden, der nicht über die Anbindung in Richtung TRANSITGAS-System dargestellt werden kann. Es erscheint deswegen unwahrscheinlich, dass Buchungen in nennenswerter Höhe erfolgen, insbesondere da die Kapazitäten für den Zeitraum von 2040/41 bis 2050/51 erst in Jahresauktionen nach dem Juli 2021 vermarktet werden und damit keine Relevanz für den Wirtschaftlichkeitstest aufweisen. Damit entfällt ein wesentlicher Anreiz für Netznutzer zur langfristigen Buchung.

Aus diesen Gründen gelangen die FNB zu der Einschätzung, dass mit keinen nennenswerten Buchungen im Zeitraum ab 2040/41 zu rechnen ist und entsprechend keine Buchung der neu geschaffenen Kapazitäten für den Wirtschaftlichkeitstest angenommen werden kann.

Die beteiligten FNB bitten den Markt um Stellungnahme, sofern dieser über Informationen verfügt, die eine andere Einschätzung der Buchungen der Kapazitäten begründen.

d) Das maßgebliche Jahr für die Bestimmung des Zeithorizonts der wirtschaftlichen Nutzungsdauer und der Wirtschaftlichkeitsprüfung ist 2051. Für den Zeitraum ab 2051 wurden ebenfalls keine Buchungen berücksichtigt (NC CAM Artikel 23 (1) d)), da aus Sicht der FNB hierfür aus den oben genannten Gründen keine ausreichende Sicherheit besteht, dass solche Buchungen tatsächlich erfolgen werden

Die beteiligten FNB bitten den Markt um Stellungnahme, sofern dieser über Informationen verfügt, die eine andere Einschätzung der Buchungen der Kapazitäten begründen.

Angebotslevel und zugehöriger Buchungsstand gemäß Annahmen:

Von	Bis	Angebotslevel 0, buchbare Bestandskapazitäten, kWh/h	Neue Kapazitäten Angebotslevel 1, nach Reservierungsquote 20%, kWh/h	Angebotslevel 1 gesamt, kWh/h	Annahme Buchungsstand für Wirtschaftlichkeitsprüfung
01.10.2026	01.10.2041	0	1.600.000	1.600.000	1.600.000

Tabelle 4: Annahmen Buchungsstand

Der unter oben beschriebenen Annahmen der FNB ermittelte f-Faktor beträgt 1.

Bei Zuweisung aller neu zu schaffenden Kapazitäten zum Referenzpreis würden keine ausreichenden Erlöse eingehen, um bei der Wirtschaftlichkeitsprüfung ein positives Ergebnis zu erzielen. In solchen Fällen sieht Art. 33 der „Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen“ (NC TAR) vor, dass in der ersten Auktion oder im ersten alternativen Zuweisungsmechanismus, in der/dem die neu zu schaffende Kapazität angeboten wird, ein obligatorischer Mindestaufschlag angewandt werden kann. Der unter der oben beschriebenen Annahmen für die Kapazitätsbuchungen berechnete obligatorische Mindestaufschlag beträgt 10,509 €/kWh/h/a. Da der obligatorische Mindestaufschlag nur in der ersten Jahresauktion eingesetzt werden darf und der f-Faktor sich rechnerisch aus dem Verhältnis des Barwerts der verbindlichen Buchungen in der ersten Jahresauktion zum Barwert aller erwarteten Buchungen der jeweiligen Kapazitäten ergibt, verursacht eine Erhöhung des jeweiligen Referenzpreises um den obligatorischen Mindestaufschlag keine rechnerische Anpassung des f-Faktors von 1.

Die Berechnungen wurden in einer frühen Phase des Verfahrens für neu zu schaffende Kapazitäten durchgeführt und beruhen auf Annahmen, die mit dem Fortschreiten des Prozesses entsprechend dem Stand des Wissens aktualisiert werden können. Im Fall einer solchen Aktualisierung der Annahmen kann der berechnete obligatorische Mindestaufschlag entsprechend angepasst werden.

9. Nach Fristablauf eingegangene unverbindliche Marktnachfragen

Nach dem 06.06.2019 sind keine weiteren unverbindlichen Marktnachfragen eingegangen.

10. Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur

Positive oder negative Auswirkungen auf die Nutzung der bestehenden deutschen Gasinfrastruktur werden nicht erwartet

11.Kontaktinformationen

terranets bw GmbH

Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart
Germany

Thomas Pyka

Tel.: +49 (0)711 7812-1359

Incremental@terranets-bw.de



bayernets GmbH

Poccistr. 7
80336 München
Germany

T.: +49 (0) 89 89 0572 123

Incremental-Capacity@bayernets.de



Fluxys TENP GmbH

Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf
Germany

Alessandro Brunoni

Tel.: +49 (0)211 420909-22

alessandro.brunoni@fluxys.com



Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5
45141 Essen
Germany

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

gastransport@open-grid-europe.com

