

FNB Gas - Stellungnahme

zum „Diskussionspapier zur möglichen Ausnahme von Preisnachlässen an Erdgasspeicherpunkten und an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedstaaten gemäß Art. 18 Abs. 5 lit. b) GasVO“ der BNetzA, veröffentlicht am 19.03.2025

03.04.2025

Über FNB Gas:

FNB Gas e.V. ist der Zusammenschluss der überregionalen deutschen Fernleitungsnetzbetreiber. Seine Mitglieder betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz für den Transport von Erdgas und errichten gemeinsam das rund 9.000 Kilometer lange Wasserstoff-Kernnetz. Die Vereinigung unterstützt ihre Mitglieder bei der Erfüllung ihrer gesetzlichen und regulatorischen Verpflichtungen. Zudem koordiniert sie die integrierte Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff auf der Transportnetzebene. Darüber hinaus tritt die Vereinigung für die aktive Förderung eines sicheren, wirtschaftlichen, umweltgerechten und klimafreundlichen Betriebs der Gastransportinfrastruktur sowie für ihre kontinuierliche Weiterentwicklung an die Bedarfe des zukünftigen Energiesystems ein.

Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Natran Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH.

Gemäß Art. 18 Abs. 1 und Abs. 4 GasVO müssen für die Einspeisung bzw. Ausspeisung von erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Gasen Preisnachlässe gewährt werden. Diese Preisnachlässe müssen ab dem 01.01.2026 an Einspeisepunkten aus Erzeugungsanlagen sowie Einspeise- und Ausspeisepunkten von und zu Erdgasspeicheranlagen angewendet werden. Sie sind zudem gemäß Abs. 4 ab dem 05.08.2025 an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedstaaten anzuwenden. Allerdings können die nationalen Regulierungsbehörden gemäß Art. 18 Abs. 5 Ausnahmen von diesem Grundsatz beschließen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber (im Folgenden: FNB) verstehen das Diskussionspapier der Bundesnetzagentur (im Folgenden: BNetzA) so, dass diese eine Ausnahmeregelung in Erwägung zieht. Dies wird von den FNB ausdrücklich begrüßt. Zwar unterstützen die FNB vom Grundsatz her das Ziel, den Anteil erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase im Energiemix zu erhöhen. Es existieren jedoch in Deutschland und anderen EU-Mitgliedstaaten alternative Förderinstrumente, mit denen dieses Ziel effizienter und effektiver vorangetrieben wird als mit den in der GasVO vorgesehenen Preisnachlässen. Ferner weisen wir daraufhin, dass in vielen deutschen Nachbarstaaten eine Ausnahmegenehmigung durch die jeweiligen Regulierungsbehörden bereits beschlossen oder vorgesehen ist (Dänemark, Frankreich, Belgien, Niederlande, Tschechien und Polen). Auch in nicht angrenzenden Staaten sind Ausnahmegenehmigungen nach unserem Wissensstand geplant.

Im Folgenden nehmen die FNB dezidiert zu den Überlegungen der BNetzA im Hinblick auf die Begründung einer Ausnahmeregelung Stellung. Die FNB sind überzeugt, dass insbesondere die in Art. 18 Abs. 5 b) genannten Tatbestände in Deutschland erfüllt sind. Sie weisen darauf hin, dass die BNetzA ihren Prüfmaßstab übermäßig eng auslegt und somit diverse Fördermaßnahmen unnötig von einer Anerkennung unter Begründungstatbestand b) ausschließt. Zudem wird die BNetzA dazu angeregt, im Rahmen ihrer Entscheidung auch die Verhältnismäßigkeit der Preisnachlässe zu prüfen und erwartete Umsetzungskosten und -risiken in diesem Kontext zu berücksichtigen.

Auf Basis der im Folgenden ausführlich genannten Tatbestände fordern die FNB die BNetzA auf, eine nationale Ausnahme für Preisnachlässe an Speicher- und Grenzübergangspunkten zu erlassen:

I. Tatbestände nach Art. 18 Abs. 5 GasVO

Gemäß Art. 18 Abs. 5 GasVO können nationale Regulierungsbehörden eine Ausnahmeregelung beschließen, sofern eine Abweichung mit den **allgemeinen Netzentgeltgrundsätzen gemäß Artikel 17** und insbesondere mit dem **Grundsatz der Kostenorientierung** im Einklang steht und mindestens eines der folgenden Kriterien erfüllt ist:

- a) *die Abweichung ist für den effizienten Betrieb des Fernleitungsnetzes erforderlich, um einen stabilen Finanzrahmen für bestehende Investitionen sicherzustellen oder **unangemessene Quersubventionen, Verzerrungen des grenzüberschreitenden Handels** oder einen unwirksamen Ausgleichsmechanismus zwischen Fernleitungsnetzbetreibern zu vermeiden;*
- b) *die Anwendung von Nachlässen gemäß den Absätzen 1 und 4 ist aufgrund der **Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas in dem betreffenden Mitgliedstaat oder des Bestehens alternativer Fördermechanismen** für den Ausbau der Nutzung von erneuerbarem Gas oder kohlenstoffarmem Gas nicht erforderlich.* [Hervorhebungen hinzugefügt]

1. Einhaltung der Netzentgeltgrundsätze gemäß Art. 17 GasVO

In Deutschland wird die Systematik zur Bildung der Netzentgelte derzeit durch das EnWG, die ARegV (ab 01.01.2028 Festlegung „RAMEN“), GasNEV (ab 01.01.2028 Festlegung „GasNEF“) und die Festlegung „REGENT 2021“ (ab 01.01.2026 Festlegung „REGENT 2026“) vorgegeben. Die Regelungen entsprechen den Netzentgeltgrundsätzen gemäß Art. 17 GasVO, insbesondere dem Grundsatz der Kostenorientierung. Die Konformität mit diesen Grundsätzen bleibt bei Gewährung einer Ausnahme gemäß Art. 18 Abs. 5 GasVO erhalten, da die Frage, wer über die Entgelte zur Kostentragung beiträgt, nichts darüber aussagt, ob die in die Netzentgelte einbezogenen Kosten den tatsächlichen Kosten „eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und zugleich eine angemessene Investitionsrendite umfassen“.

2. Tatbestandsmerkmale des Art. 18 Abs. 5 lit. a) GasVO

Nach Artikel 18 Abs. 5 lit. a) GasVO haben die nationalen Regulierungsbehörden die Möglichkeit, die vorgesehenen Nachlässe nicht anzuwenden, u.a. um Verzerrungen des grenzüberschreitenden Handels zu vermeiden. Die FNB halten es für notwendig und sachgerecht, dass die BNetzA von dieser Möglichkeit Gebrauch macht, da eine ebensolche Verzerrung stattfindet, sobald Rabatte nur an Kopplungspunkten von und zu EU-Mitgliedsstaaten Anwendung finden, diese Regelung für Kopplungspunkte von und zu Nicht-EU Ländern jedoch nicht gilt.

Dies betrifft grundsätzlich alle entsprechenden Gasflüsse aus oder in Drittstaaten, insbesondere jedoch die Fälle, in denen Flüsse zwischen Mitgliedsstaaten der EU über Drittstaaten gehen. Dies wird dann offensichtlich, wenn alternative Routen innerhalb der EU bestehen.

3. Tatbestandsmerkmale des Art. 18 Abs. 5 lit. b) GasVO

a) Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Gas

Die im Diskussionspapier angeführten Statistiken zur Entwicklung des Einspeisevolumens sowie zur Anzahl von Biomethan-Einspeiseanlagen belegen, dass in Deutschland in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte bei der Einführung von erneuerbaren Gasen, insbesondere bei Biomethan, erzielt werden konnten. Diese Entwicklung stellte sich ein, ohne dass ein entsprechender Rabatt an Speichern oder Grenzübergangspunkten gewährt wurde, lediglich für die Einspeisung des Biomethans aus Produktionsanlagen wurden keine Einspeiseentgelte erhoben. Zu Recht wird im Konsultationspapier schließlich darauf hingewiesen, dass Biomethan im Gebäudeenergiegesetz (GEG) als Erfüllungsoption zugelassen ist und der Bedarf an Biomethan allein für den vorhandenen Gebäudebestand auch aus diesem Grunde noch deutlich steigen wird. Diese Voraussetzung ist daher erfüllt und würde bereits für sich genommen eine Ausnahme von der Rabattgewährung rechtfertigen.

b) Das Bestehen alternativer Fördermechanismen

Die BNetzA nennt in ihrem Diskussionspapier eine Reihe an Instrumenten, durch welche die Einführung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen in Deutschland gestützt werden. Sie hebt hervor, dass der Einsatz erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase durch das GEG sowie das Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (WPG) angereizt werden. Den Ausführungen zum GEG und WPG stimmen die FNB zu.

Hinsichtlich der darüber hinaus aufgeführten Förderinstrumente stellt die BNetzA fest, dass sie nicht zur Begründung einer nationalen Ausnahmeregelung herangezogen werden können. Diese Einschätzung teilen die FNB nur teilweise.

(1) Anschlussprivilegien nach GasNZV

Hinsichtlich der Privilegien beim Gasnetzanschluss (vgl. insb. § 33 GasNZV) verweist die BNetzA darauf, dass diese mit Ablauf des 31.12.2025 außer Kraft treten werden. Die Unsicherheit, welche die BNetzA zumindest mitzuvertreten hat, da sie trotz Rechtsgrundlage in § 17 Abs. 4 EnWG keine Anschluss- bzw. zumindest Übergangsregelungen trifft, wird gegen eine Ausnahme zur Rabattgewährung angeführt. Dieser Schluss ist nicht zwingend. Eine Ausnahme von der Rabattgewährung könnte auch nach derzeit gültiger Rechtslage entschieden und die Ungewissheit könnte durch eine Befristung der Ausnahme berücksichtigt werden. Art. 18 Abs. 5 lit. b) GasVO stellt auf das „Bestehen“ und nicht auf das künftige Fortbestehen alternativer Fördermechanismen ab. Eine Ausnahmenvorschrift, die eine gesamtheitliche Ausnahme unbefristet erlaubt, erlaubt erst recht die Ausnahme zu befristen.

(2) Auslaufen der privilegierenden Regelungen der GasNEV

Unter Verweis auf die im Jahr 2028 außer Kraft tretende GasNEV wird abermals argumentiert, dass eine Ausnahme aufgrund der Ungewissheit des Fortbestands in der Zukunft nicht gewährt werden könne. Die FNB können diese Argumentation analog zu den Anschlussprivilegien nach GasNZV ebenfalls nicht nachvollziehen. Die BNetzA hat es als Verfahrensführerin des NEST-Prozesses selbst in der Hand, inwiefern sie die bislang in der GasNEV verankerten Punkte in eine entsprechende Festlegung GasNEF überführt und Art. 18 Abs. 5 lit. b) der GasVO stellt auf das „Bestehen“ anderer Fördermechanismen ab. Das Argument einer befristeten Ausnahme greift hier noch stärker als bei der bereits zum 31.12.2025 außer Kraft tretenden GasNZV. Insbesondere die Einspeisevergütung in Form vermiedener Netzentgelte nach § 20a GasNEV gilt mindestens noch weitere zweieinhalb Jahre, so dass die Ausnahme zunächst zeitlich zu befristen, durchaus in Betracht kommt.

(3) Generelle Ablehnung befristeter Fördermechanismen

Der Gesichtspunkt der nicht auf Dauer angelegten Förderungen wird sodann generalisiert und lediglich temporär oder bis zum Ausschöpfen der „Fördertöpfe“ angelegte Förderprogramme werden somit generell als taugliche Anknüpfungspunkte für „alternative Fördermechanismen“ i. S. d. Art. 18 Abs. 5 lit. b) GasVO ausgeschlossen. Diese Sichtweise greift deutlich zu kurz, denn mit dieser Argumentation würde geradezu die typische Form staatlicher Förderprogramme gänzlich vom Anwendungsbereich der unionsrechtlichen Vorschrift ausgeschlossen. Die von der BNetzA aufgestellte Prämisse einer „strukturell und auf Dauer angelegten Begünstigung“ wird weder durch den Verordnungswortlaut noch durch die Erwägungsgründe gestützt. Lediglich die Ausklammerung von allein in einem Bundesland wirkenden Fördermechanismen erscheint nachvollziehbar, weil die Ausnahme von der Rabattgewährung bundesweit festgelegt werden soll und weil das Unionsrecht innerstaatliche Untergliederungen der Mitgliedstaaten regelmäßig außer Acht lässt. Auf Bundesförderprogramme treffen diese Argumente nicht zu, sie sind daher im Rahmen des Art. 18 Abs. 5 lit. b) GasVO zu berücksichtigen.

(4) Die Argumentation zu den zu unspezifischen und nicht die Einspeisung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen fördernden Mechanismen ist nachvollziehbar. Das genannte Beispiel der Klimaschutzverträge greift bei emissionsarmen Herstellungsverfahren der Industrie, die auch völlig unabhängig von erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Gasen sein können.

(5) EU-weite Fördermechanismen oder bundeslandspezifische Mechanismen auszuklammern, ist nachvollziehbar. Art. 18 Abs. 5 GasVO knüpft implizit an Maßnahmen der Mitgliedstaaten an, da dem europäischen Verordnungsgeber die europäischen Fördermechanismen bekannt waren. Wenn diese Maßnahmen ausreichend wären, hätte eine Rabattgewährung von Anfang an nicht europäisch vorgeschrieben werden müssen.

(6) Fördermechanismen, welche auf die Produktionsstufe wirken, generell auszuklammern, greift deutlich zu kurz. Die von der BNetzA aufgestellte Anforderung, dass das geförderte und ins Gasnetz eingespeiste Gas „tatsächlich im Gasnetz eingesetzt wird“, ist nicht nachvollziehbar. Unklar ist bereits, was „eingesetzt“ meint, denn der Verbrauch im Gasnetz, beispielsweise als Treibgas, war offensichtlich nicht gemeint. Ein „Einsatz“ im Sinne des Verbrauchs kann insgesamt nicht gemeint gewesen sein, da Gas im Netz nicht verbraucht, sondern transportiert wird. Als hinreichenden Zusammenhang „alternativer Fördermechanismen“ zumindest eine positive Wirkung auf die tatsächliche Einspeisung in die Gasnetze zu verlangen, ist zwar nachvollziehbar. Diese Wirkung erzielen aber typischerweise auch solche Fördermechanismen, die an der Produktionsstufe und nicht am Netz ansetzen. Wie die Erfahrungen im Bereich Biomethan zeigen, gilt dies insbesondere für die Erfüllungsoption nach Bundesimmissionsschutzgesetz und gerade auch für die Maßnahmen zur (ggf. doppelten oder dreifachen) Anrechnung von in das Gasnetz eingespeisten Biomethanmengen, die in ganz erheblichem Maße heutzutage dazu beitragen, dass die Einspeisung von Biomethan zugenommen hat und weiter zunimmt.

(7) Mechanismen zur Förderung des Wasserstoffkernnetzes

Der Ausklammerung von dezidierten Fördermechanismen zum Thema Wasserstoff pflichten die FNB bei. Art. 7 Abs. 8 Sätze 2 und 3 der GasVO sagen ausdrücklich, dass die Art. 18 und 19 GasVO nicht für Wasserstoffnetze gelten. Fördermechanismen im Zusammenhang mit dem Wasserstoffkernnetz sind daher nicht vom Anwendungsbereich der Ausnahmegesetzgebung umfasst.

(8) Der Ausklammerung von unionsweit geltenden Regelungen der GasVO stimmen die FNB zu (siehe bereits unter (5)).

c) Gänzlich unbeachtete Privilegierungen der GasNZV, die fortbestehen werden

Ein ganz zentrales Element der nationalen Förderung von Biogas (i. S. d. § 3 Ziff. 10g EnWG, d. h. Biomethan inklusive grünem Wasserstoff und synthetischem Methan, sofern die Energie zur Erzeugung „weit überwiegend“ aus erneuerbaren Quellen stammt) ist der in § 34 Abs. 1 S. 1 GasNZV derzeit gültige Einspeisevorrang und Vorrang des Transports von Biomethan vor Gas fossilen Ursprungs. Dieser Vorrang gibt den Transportkunden die Sicherheit, im Engpassfall vorrangig behandelt und nachrangig unterbrochen zu werden. Die BNetzA hat selbst in der zweiten Konsultation zum Festlegungsverfahren „ZuBio“ angekündigt, diesen Vorrang aufrechterhalten zu wollen. Diese Fördermaßnahme wirkt auch dezidiert im Gasnetz. Insofern ist nicht ersichtlich, weshalb diese Maßnahme nicht als alternativer Fördermechanismus gewertet wurde.

Selbiges gilt für die umfangreichen Privilegierungen für Biomethan im Bereich der Bilanzierung. Zu nennen sind etwa der erweiterte Bilanzausgleich (Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten) sowie ein Flexibilitätsrahmen von 25 % auf die kumulierten Abweichungen der eingespeisten von der ausgespeisten Menge innerhalb dieses Jahresbilanzierungszeitraums. Die Regelungen finden sich zurzeit in § 35 GasNZV und sollen laut zweiter Konsultation zum Festlegungsverfahren GaBi Gas 2.1 weitgehend und in diesen Punkten inhaltsgleich in die kommende Festlegung überführt werden. Es ist daher nicht ersichtlich, weshalb diese dezidiert auf das Gasnetz wirkende Fördermechanismen bislang unberücksichtigt geblieben sind.

4. Aussagen der BNetzA, dass ein hoher Umsetzungsaufwand nicht als Rechtfertigung zur Festlegung einer Ausnahme zugelassen werden könne

Die FNB stimmen zwar zu, dass ein hoher Umsetzungsaufwand für sich genommen kein Tatbestandsmerkmal der Ausnahmegesetzgebung des Art. 18 Abs. 5 GasVO ist. Dennoch bedeutet dies nicht, dass dieser Gesichtspunkt bei der Entscheidung über die Festlegung einer Ausnahmegenehmigung völlig

außer Acht gelassen werden darf. Im Rahmen der Entscheidung über die Anwendung einer vom Unionsrecht eingeräumten Ausnahmemöglichkeit Gebrauch zu machen, bewegt sich die BNetzA im grundrechtlichen Bereich und muss das Verhältnismäßigkeitsprinzip wahren. Im Wege der Anwendung des Unionsrechts sind zwar die europäischen Grundrechte und nicht die des Grundgesetzes einschlägig. Wie das Bundesverfassungsgericht in der Solange-Rechtsprechung festgestellt hat, gewährt das Unionsrecht einen vergleichbaren Grundrechtsschutz wie das Grundgesetz. Sofern die Umsetzungsmaßnahmen also besonders komplex, aufwändig und teuer sind und im Verhältnis zum erstrebten Ziel der Maßnahme außer Verhältnis stehen, kann sich daher auch daraus das Erfordernis ergeben, die bestehenden Ausnahmemöglichkeiten nicht derart einschränkend auszulegen, wie es das Konsultationspapier beschreibt. Die Umsetzungsschwierigkeiten in einer Konsultation im Vorhinein auszuklammern, ist jedenfalls nicht sachgerecht. Die FNB weisen daher nachfolgend auf einige Punkte hin:

a) Fehlende Grundlagen für die Prüfung der Bedingungen zur Gewährung der Rabatte und Anwendung

Die Komplexität der Umsetzung der in Art. 18 GasVO vorgeschlagenen Preisnachlässe, insbesondere an Grenzübergangspunkten, ist gegenüber den daraus entstehenden Chancen für die Entwicklung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase unverhältnismäßig hoch.

Insbesondere der essenzielle Schritt der zweifelsfreien Prüfung eines Nachweises bzw. Zertifikats für erneuerbare und dekarbonisierte Gase ist unter aktuellen Umständen für den grenzüberschreitenden Transport nicht möglich. Das von der EU-Kommission dafür einzurichtende Register Union Database for Biofuels (UDB) ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt für Marktteilnehmer nicht funktionsfähig. Bisherige Versuche zur Kontaktaufnahme und Tests seit Oktober 2024 blieben unkonkret bzw. konnten nicht erfolgreich durchgeführt werden.

Zudem muss die Prüfung zur kürzesten Strecke über die UDB möglich sein. Eine manuelle Prüfung wird dem heutigen System von zahlreichen Buchungen innerhalb mehrerer Auktionen pro Tag nicht gerecht und wird strikt abgelehnt. Dies sollte auch nicht im Interesse der Händler sein. Im Übrigen wird die Anzahl der Auktionen mit der Überarbeitung des NC CAM voraussichtlich noch steigen. Es ist zudem fraglich, ob bei komplexen Bilanzkreismodellen das Gas immer konkret einem Transportweg bzw. bestimmten Buchungen zugeordnet werden kann. Zudem könnte ein Zertifikat auch bei mehreren Netzbetreibern vorgelegt werden. Hier muss zwingend eine Duplikatsprüfung auf Seiten der UDB stattfinden. Insbesondere für mehrere Transportverträge zwischen mehreren beteiligten FNB scheinen ansonsten Missbräuche möglich. Jedoch liegen zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Informationen vor, dass diese Funktionalitäten und somit die zweifelsfreie Nachvollziehung der Transportroute und der Einsatz des Gases in der UDB auch vorgesehen ist.

Ein Aufbau eines eigenen europaweiten Lieferketten-Registers – für Staaten ohne erteilte Ausnahmeregelung – zum Zweck der Nachhaltigkeitsprüfung ist unter Aufwands Gesichtspunkten weder vertretbar noch zeitnah realisierbar.

b) Kosten für die Umsetzung der Rabatte in den Systemen

Um Daten aus der UDB abrufen zu können, ist die Konzeption und Einrichtung einer Schnittstelle erforderlich sowie Konzeption und Umsetzung von Änderungen im Backendsystem der jeweiligen FNB, in das auch die Buchungen auf den Buchungsplattformen hineinlaufen. Da seitens UDB keine Informationen vorliegen, wie die mögliche Schnittstelle mit der UDB aussehen kann, ist auch eine Kostenschätzung unter diesen Umständen nicht möglich. Die FNB erwarten aufgrund der Komplexität der Thematik allerdings nicht zu vernachlässigende Kosten. Für den Fall, dass eine Vollautomatisierung nicht möglich und die

Umsetzung der Regelung dennoch erforderlich wäre, würden Personalkosten für die manuelle Abwicklung anfallen.

Insgesamt führt die Einführung der Rabatte zu einem nicht unerheblichen Implementierungsaufwand und damit einer zusätzlichen Belastung bei den Netzbetreibern (und ggf. auch Händlern). Die Kosten für die Implementierung würden, neben der Antizipierung der Rabatte, in die Netzentgelte einfließen. Beide Effekte wirken netzentgelterhöhend und müssten durch die Gaskunden (zusätzlich zur Biogasumlage) getragen werden.

c) Vorläufige Würdigung der wirtschaftlichen Attraktivität („Kosten/Nutzen“)

Der Mechanismus des grenzüberschreitenden Handels mit erneuerbaren Gasen ist nicht ausgereift und die Commodity-Preissignale sind noch nicht so belastbar, um das Potential der Anziehung zusätzlicher Mengen an erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Gasen zwischen den Mitgliedsstaaten durch die Rabattierung der Ein- und Ausspeisekapazitäten messen zu können.

Eine erste, überschlägige Einschätzung kann jedoch bereits jetzt wie folgt vorgenommen werden. Nach Angaben der Agriportance beläuft sich im März 2025 der Year-ahead-Preis (2026) für Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen in Deutschland (EEG12 3ct GAB EVK1) auf rund 83 EUR/MWh. Der Year-ahead-Preis für Erdgas am virtuellen Handelpunkt THE beträgt im selben Zeitraum 36,7 EUR/MWh (einschl. der Entry-Kosten, exklusive CO₂-Zertifikate). Unter Fortschreibung des aktuellen FNB-Netzentgeltes von 6,71 EUR/kWh/h/a und unter der Annahme, dass das erneuerbare Gas von den Ein- und Ausspeiseentgelten befreit würde, würde die vorgeschlagene 100 %-Rabattierung aktuell ca. 3,25 % der Commodity-Preisdifferenz (1,5 EUR/MWh von 47 EUR/MWh) zwischen dem Erdgas und den erneuerbaren Gasen kompensieren. Die Fördermaßnahme, durch die Rabattierung der Ein- und Ausspeisekapazitäten zusätzliche Mengen an erneuerbaren Gasen grenzüberschreitend anzuziehen, wird damit fehlschlagen. Die dennoch anfallenden zusätzlichen Kosten der FNB (erstmalige Einrichtung der Systeme und noch zu beziffernde implizite interne Kosten) werden letztendlich die Netznutzer belasten.

II. Zum Prozedere

Die FNB begrüßen, dass unabhängig von der Frage, ob eine Ausnahme nach Art. 18 Abs. 5 GasVO für das Jahr 2026 gewährt wird, die Preisnachlässe nicht in die im Juni 2025 zu veröffentlichende Entgeltkalkulation für das Jahr 2026 eingehen. Eine Berücksichtigung wäre angesichts der Kurzfristigkeit auch nicht umsetzbar.

Sollte die BNetzA entgegen der Empfehlung der FNB und trotz aller dafürsprechenden Argumente keine Ausnahme gewähren, müsste geklärt werden, wie die mit der Umsetzung verbundenen Kosten refinanziert werden können. Dieser Aufwand wäre im Basisjahr 2025 noch nicht oder nur zum geringen Teil enthalten, würde aber in den Folgejahren entstehen. Diese Kosten dürfen weder die zulässigen Gewinne schmälern noch perspektivisch die Effizienzbewertung einzelner Netzbetreiber beeinflussen. Sie müssten demnach in der Anreizregulierung als dnbK bzw. ab 2028 als K_{nEu} eingestuft werden.