

Berlin, 3. April 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Stellungnahme

zum Diskussionspapier der BNetzA vom 19. März 2025 zur möglichen Ausnahme von Preisnachlässen an Erdgasspeicherpunkten und an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedstaaten gemäß Art. 18 Abs. 5 lit. b) GasVO

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Eindeutiger Ausschluss von Ausnahmen bei Einspeisepunkten fehlt	3
3	Ausnahme für Preisnachlässe an Speicher- und Grenzübergangspunkte notwendig	4
3.1	Einhaltung der Netzentgeltgrundsätze gemäß Art. 17 GasVO.....	4
3.2	Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Gas	5
3.3	Bestehende alternative Fördermechanismen und Anschlussprivilegien.....	5
3.4	Kosten für die Umsetzung der Rabatte in den Systemen	6
3.5	Commodity-Preissignale einer Rabattierung an GÜPs bisher nicht belastbar	7
4	Vorgaben für kohlenstoffarme Gase.....	8

1 Einleitung

Der BDEW bedankt sich für die Möglichkeit an der Konsultation zum Diskussionspapier der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 19. März 2025 zur möglichen Ausnahme von Preisnachlässen an Erdgasspeicherpunkten und an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedstaaten gemäß Art. 18 Abs. 5 lit. b) GasVO teilnehmen zu können.

Hintergrund des Diskussionspapiers sind Art. 18 Abs. 1 und Abs. 4 GasVO, die grundsätzlich Preisnachlässe für erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas unter den dort genannten Voraussetzungen vorsehen. Regulierungsbehörden können nach Art. 18 Abs. 5 GasVO aber Ausnahmen von diesem Grundsatz beschließen. Die BNetzA stellt in ihrem Diskussionspapier zur Debatte, ob von dieser Ausnahmeregelung Gebrauch gemacht werden soll. Im Folgenden bezieht der BDEW hierzu Stellung.

Im Ergebnis spricht sich der BDEW für eine nationale Ausnahme für Preisnachlässe an Einspeise- und Ausspeisepunkten zu und von Erdgasspeicheranlagen sowie an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedsstaaten aus.

2 Eindeutiger Ausschluss von Ausnahmen bei Einspeisepunkten fehlt

Art. 18 Abs. 1 der GasVO umfasst Nachlässe bei der Netzentgeltfestsetzung für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas:

- 1) An **Einspeisepunkten** von Erzeugungsanlagen für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas (Art. 18 Abs. 1a).
- 2) Kapazitätsbasierten Fernleitungsnetzentgelten an Einspeise- und Ausspeisepunkten zu und von **Erdgasspeicheranlagen**, außer wenn diese als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt werden (Art. 18 Abs. 1b).

Art. 18 Abs. 4 der GasVO umfasst einen Nachlass für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas

- 3) Auf das kapazitätsbasierte Netzentgelt für Netznutzer von Fernleitungsnetzen an **Kopplungspunkten zwischen Mitgliedsstaaten**, sofern sie ein gültiges Nachhaltigkeitszertifikat vorlegen.

Der Titel des Diskussionspapiers lässt darauf schließen, dass eine Ausnahme von Preisnachlässen ausschließlich an Erdgasspeicherpunkten und Netzkopplungspunkten nach Art. 18 Abs. 1b und Art. 18 Abs. 4 GasVO diskutiert werden soll. Ausnahmen für Einspeisepunkte aus Erzeugungsanlagen nach Art. 18 Abs. 1a GasVO finden im Titel keine Erwähnung. Im Diskussionspapier selbst gibt es keine klare Abgrenzung. Es geht aus dem Papier daher nicht klar hervor, dass Ausnahmen für Einspeisepunkte aus Erzeugungsanlagen von der BNetzA nicht in Erwägung gezogen werden.

- Der BDEW spricht sich ausdrücklich gegen eine Ausnahme von Preisnachlässen an Einspeisepunkten von Erzeugungsanlagen für erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas aus.

Hingegen hält der BDEW eine Ausnahme von Preisnachlässen Speicheranschlusspunkten sowie an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedsstaaten für dringend geboten.

3 Ausnahme für Preisnachlässe an Speicher- und Grenzübergangspunkte notwendig

Vor dem Hintergrund der nachfolgend dargelegten Argumente bittet der BDEW die BNetzA, eine nationale Ausnahme für Preisnachlässe an Speicher- und Grenzübergangspunkten zu erlassen.

Gemäß Art. 18 Abs. 5 GasVO können nationale Regulierungsbehörden eine Ausnahmeregelung beschließen, wenn:

1. eine Abweichung mit den **allgemeinen Netzentgeltgrundsätzen gemäß Artikel 17** und insbesondere mit dem **Grundsatz der Kostenorientierung** im Einklang steht
2. *Die Abweichung für den **effizienten Betrieb** des Fernleitungsnetzes erforderlich ist, um einen **stabilen Finanzrahmen** für bestehende Investitionen sicherzustellen oder unangemessene Quersubventionen, Verzerrungen des grenzüberschreitenden Handels oder einen **unwirksamen Ausgleichsmechanismus** zwischen Fernleitungsnetzbetreibern zu vermeiden und/oder*
3. *Die Anwendung von Nachlässen gemäß den Absätzen 1 und 4 aufgrund der **Fort-schritte 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 ist.*

3.1 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“.

3.2 Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Gas

Die im Diskussionspapier dargestellten Statistiken zur Entwicklung des Einspeisevolumens sowie zur Anzahl der Biomethan-Einspeiseanlagen verdeutlichen die erheblichen Fortschritte, die in Deutschland in den vergangenen Jahren bei der Integration von Biomethan erzielt wurden. Biomethan ist darüber hinaus im Gebäudeenergiegesetz (GEG) als Erfüllungsoption zugelassen, weshalb von einem kontinuierlichen Bedarfsanstieg, insbesondere in Bestandsgebäuden, bis 2040 auszugehen ist.

Bisher erfolgte die positive Entwicklung bei der Biomethaneinspeisung, ohne dass an Speicher- oder Grenzübergangspunkten ein entsprechender Rabatt gewährt wurde. Es ist daher davon auszugehen, dass dieser positive Trend auch ohne Preisnachlässe an Grenzübergangspunkten und Speichieranlagen fortgesetzt wird, insofern der Rabatt an den Einspeisepunkten von Produktionsanlagen, wie bisher weiter gewährt wird. Aus diesem Grund ist eine Ausnahme bei Grenzübergangspunkten und Speichieranlagen von der Rabattgewährung aus Sicht des BDEW gerechtfertigt.

3.3 Bestehende alternative Fördermechanismen und Anschlussprivilegien

Das GEG sowie das WPG stellen zwar im engeren Sinne keine Fördermechanismen für die inländische Erzeugung von Biomethan dar. Allerdings eröffnen GEG und WPG zusätzliche Anwendungsfelder für Biomethan. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass sich die Nachfrage dadurch erhöhen wird. Die Anschlussprivilegien nach GasNZV und die Regelungen der GasNEV tragen zur Förderung der Erzeugung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase in Deutschland bei.

Das GEG erlaubt (wie unter 2.2. ausgeführt) Biomethan als eine Erfüllungsoption und lässt dabei auch Importe vorgeförderter erneuerbarer Gase zu. Die Privilegien beim Gasnetzanschluss (§ 33 GasNZV), der Einspeisevorrang von Biomethan (§ 34 Abs. 1 S. 1 GasNZV) sowie der erweiterte Bilanzausgleich (§ 35 GasNZV), die bis zum 31.12.2025 gelten, unterstützen ebenfalls die Nutzung dieser Gase.

Die im Jahr 2028 außer Kraft tretende GasNEV enthält ihrerseits weitere Regelungen zur Förderung von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen. So trägt die Einspeisevergütung in Form vermiedener Netzentgelte (§ 20a GasNEV) nicht unerheblich zur Integration von Biomethan in das Gasnetz bei.

Obwohl diese Privilegien derzeit befristet sind, sollte eine Ausnahme von der Rabattgewährung auch nach derzeit gültiger Rechtslage entschieden und der Ungewissheit ggf. mit einer Befristung begegnet werden. Weiterhin ist die Unsicherheit, auf die seitens der BNetzA verwiesen wird, nicht nachvollziehbar, da es ihr im weiteren Verlauf selbst obliegt die genannten Fördermechanismen in die entsprechenden Festlegungen (GasNEF, Konni, ZuBio, etc.) zu übernehmen.

3.4 Kosten für die Umsetzung der Rabatte in den Systemen

Ebenfalls für eine Ausnahme von Art. 18 Abs. 1b sowie Art. 18 Abs. 4 GasVO spricht die Komplexität der Umsetzung der in Art. 18 GasVO vorgeschlagenen Preisnachlässe, insbesondere an Grenzübergangspunkten. Die dafür aufzuwendenden Kosten sind unverhältnismäßig hoch im Verhältnis zu den daraus entstehenden Chancen für die Entwicklung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase.

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

Zudem müsste 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, wird strikt abgelehnt und stellt sowohl für die Netzbetreiber als auch für den Handel einen hohen Aufwand dar. Im Übrigen wird die Anzahl der Auktionen mit der Überarbeitung des NC CAM aller Wahrscheinlichkeit nach noch steigen. Jedoch liegen zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Informationen vor, dass diese Funktionalität 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 durch die europäischen FNB - für Staaten ohne erteilte Ausnahmeregelung - zum Zweck der Nachhaltigkeitsprüfung ist unter Aufwandsgesichtspunkten weder vertretbar noch zeitnah realisierbar.

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, wo 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.

Für den Fall, dass eine Vollautomatisierung nicht möglich ist, wonach es zum gegenwärtigen Zeitpunkt aussieht, würden Personalkosten bei den FNB für die manuelle Abwicklung anfallen. Die Höhe dieser Kosten ist aktuell schwer abschätzbar, wäre aber im Wesentlichen von der Anzahl der Fälle und dem Grad der Automatisierung abhängig.

Insgesamt führt die Einführung der Rabatte zu einem nicht unerheblichen Implementierungsaufwand und damit einer zusätzlichen Belastung für die Netzbetreiber und somit für den Gesamtmarkt. Die Kosten für die Implementierung würden, neben der Antizipation der Rabatte, in das Briefmarkenentgelt einfließen. Beide Effekte wirken **entgelterhöhend** und müssten durch die Gaskunden (zusätzlich zur Biogasumlage) getragen werden.

Seit Inkrafttreten der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 entfällt zudem die Notwendigkeit, Kapazitäten an Grenzübergangspunkten zu buchen. Zertifizierungsstellen prüfen nun ausschließlich die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen sowie die THG-Minderungen. Im Zuge dessen werden Nachhaltigkeitsnachweise erstellt und den jeweiligen Lieferverträgen zugeordnet. Die bisherige Regelung, wonach importierte Mengen zunächst im Status „gelb“ eingebucht und durch eine Kapazitätsbuchung an einer Grenzkupplungsstelle massenbilanziell nachgewiesen werden mussten, wurde somit aufgehoben. Physische Flüsse von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen über die Grenze sind nicht notwendig. Dies sollte auch in Zukunft so fortgeführt werden.

Der BDEW regt daher an, die Verhältnismäßigkeit der Preisnachlässe zu überprüfen und dabei die zu erwartenden Umsetzungskosten sowie potenzielle Risiken zu berücksichtigen. Insbesondere die Gewährung von Preisnachlässen an Grenzübergangspunkten ist mit einem erheblichen Umsetzungsaufwand und erwartbar hohen Kosten verbunden, die den Nutzen voraussichtlich weit übersteigen.

3.5 Commodity-Preissignale einer Rabattierung an GÜPs bisher nicht belastbar

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 Handelspunkt 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 nur 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 ziemlich wahrscheinlich fehlschlagen. Die dennoch anfallenden zusätzlichen Kosten der FNB (erstmalige Einrichtung der Systeme, noch zu beziffernde implizite interne Kosten) werden letztlich die Netznutzer belasten.

4 Vorgaben für kohlenstoffarme Gase

Der BDEW begrüßt die Ausweitung der Überlegungen der BNetzA auf die kohlenstoffarmen Gase. Allerdings ist der Begriff der „kohlenstoffarmen Gase“ i.S.d. Art. 2 Abs. 1 Nr. 50 GasVO i.V.m. Art. 2 Nr. 12 GasRL im nationalen Recht bislang nicht eigenständig definiert. Aus Sicht des BDEW wäre eine entsprechende Begriffsbestimmung jedoch notwendig. Hierbei wären im Weiteren die Vorgaben des delegierten Rechtsakts „low carbon gases“ der Kommission zur Bestimmung der kohlenstoffarmen Gase zu beachten.

Zudem stellt sich aber auch die grundsätzliche Frage, ob bzw. inwieweit der Zugang kohlenstoffarmer Gase und die darauf basierende Netzentgelte zum jetzigen Zeitpunkt überhaupt durch die BNetzA geregelt werden können, solange rechtlich nicht klar ist, aufgrund welcher nationalen Regelungen der Anschluss entsprechender – kohlenstoffarme Gase erzeugender – Anlagen erfolgen soll.

Denn Regelungen zum Netzanschluss solcher Anlagen enthält nur die überarbeitete GasRL, die durch die Mitgliedsstaaten bis August 2026 in ihren nationalen Rechtsordnungen zu integrieren und auszugestalten sind. Ein Anspruch auf den Anschluss von Anlagen zur Erzeugung kohlenstoffarmer Gase kann sich also frühestens nach Implementierung der entsprechenden Regelungen in das EnWG ergeben. Derzeit besteht ein solcher Anspruch nicht (da das EnWG aktuell ebenfalls noch keine entsprechende Begriffsbestimmung enthält). Dies ändert sich auch nicht durch die unmittelbare Anwendbarkeit von Regelungen der GasVO ab Februar 2025.

In der Folge dürften die Verpflichtungen für die Netzbetreiber aus Art. 18 GasVO ins Leere laufen, solange die zwingend damit verbundene Anschlussverpflichtung nicht durch den nationalen Gesetzgeber umgesetzt wurde. Eine etwaige Regelungslücke ergibt sich dann bereits aus der Systematik der europäischen Rechtsakte.