

Stellungnahme des Bundesverbandes Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. zum Festlegungsverfahren „KONNI 2.1“ zur Änderung des Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten

Der BVEG bedankt sich für die Möglichkeit, zu den geplanten Änderungen des Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Marktgebieten (Festlegungsverfahren KONNI 2.1) Stellung nehmen zu können.

A. Ausgangslage:

1. Wir erkennen die **Änderungen der Rahmenbedingungen an**, die durch den Marktgebietsverantwortlichen und die Beschlusskammer beschrieben werden. Dies gilt insbesondere für die beschriebene Änderung der vorherrschenden Konvertierungsrichtung, die durch die Zusammenlegung der Marktgebiete NCG und Gaspool sowie den Anstieg der Gasimporte aus den Niederlanden begründet wird.
2. Wir teilen die Auffassung der Beschlusskammer, dass **Konvertierungskosten im Sinne von § 1 Abs. 1 EnWG effektiv gering zu halten und verursachergerecht zu verteilen sind**.
3. Wir folgen ebenso der Argumentation aus dem Antrag der THE, dass **ein Konvertierungsentgelt grundsätzlich auf Verhaltenssteuerung** zielt (vgl. Antrag THE, Anlage 3, S. 2), während die **Konvertierungsumlage die grundsätzliche Funktion der Kostendeckung hat** (vgl. Antrag THE, Anlage 3, S.3).

B. Erhebung eines Konvertierungsentgeltes in Richtung L-Gas nach H-Gas

Die **Erhebung eines Konvertierungsentgeltes in Richtung L-Gas nach H-Gas** sehen wir **dennoch aus einer Reihe von Gründen als kritikwürdig**. Dazu gehören insbesondere die unter 1-4 aufgeführten Punkten, die nachfolgend genauer erläutert werden:

1. Die **Wirkung der diversen bereits ergriffenen Maßnahmen lässt sich aktuell noch nicht einschätzen**.

Wie die BNetzA selbst einräumt, sind **verschiedene Maßnahmen zur Senkung der Konvertierungskosten ergriffen worden, deren Wirkung sich aktuell noch nicht abschätzen lässt** – zudem würde die Anpassung des Systems sehr spät erfolgen, da dass das Instrument nur noch für einen kurzen Zeitraum bis zum Abschluss der L-Gas-Marktraumumstellung zum Einsatz käme. Letzte Abschätzungen und Entwicklungen deuten darauf hin, dass die Konvertierungsmengen bereits aktuell sinken.

2. Andere **Instrumente zur Senkung des Konvertierungsbedarfs** - wie etwa eine Priorisierung der **Transportkonvertierung und / oder eine Depriorisierung der qualitätsscharfen Regelenergienutzung** - würden die Zielsetzung eines verringerten Konvertierungsbedarfes vermutlich zu deutlich günstigeren Kosten realisieren.

3. Sollte man dennoch das Instrument des Konvertierungsentgeltes von L-Gas nach H-Gas einsetzen wollen, ergeben sich gerade auch auf Basis der gewünschten und erwarteten verhaltenssteuernden Wirkung Einschränkungen für die Anwendbarkeit. **Die produktionsbedingte Konvertierung der deutschen L-Gas Produktion muss von einem solchem Entgelt ausgenommen werden, da sie nicht der Auslöser für den verstärkten Regelenergieeinsatz ist.** Weitere Gründe streiten ebenfalls für eine Ausnahme für produktionsbedingte Konvertierungen.

4. **Hilfsweise** argumentieren wir, dass bei dennoch erfolgreicher Einführung eines Konvertierungsentgeltes eine Reihe von Kriterien beachtet werden müssen – insbesondere sollte ein **solches Entgelt so einfach wie möglich ausgestaltet sein, nur nach Bedarf erhoben, frühzeitig den Marktteilnehmern angekündigt und kongruent zur Konvertierungsumlage ausgestaltet werden.**

Ad 1.

Insbesondere die **Wirkung der Anpassung der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV X IV. 3)** – Beschränkung des L-Gas Orderbuchs - lässt sich aktuell noch nicht abschätzen, da sie erst zum 1.4.2026 in Kraft getreten ist. Gleiches gilt für die **Bewertung der Auswirkungen der Reduzierung des festen Kapazitätsprodukte am VP TTF-THE L**. Das von der BNetzA vorgebrachte Argument, dass sich dadurch eine Verringerung der L-Gas Überspeisung nicht mit Sicherheit prognostizieren lasse (Anlage 1, S. 5), setzt aus unserer Sicht einen falschen Maßstab: es kommt allein darauf an, dass die erkennbare Entwicklung eine Verringerung der Überspeisung dokumentiert. Eine gesicherte Prognose einer Wirkung des Instruments ist nicht vonnöten.

Bezeichnend ist, dass die BNetzA selbst ausdrücklich einräumt, dass „eine Änderung der Marktsituation in den Sommermonaten dazu führen kann, dass das Festlegungsverfahren abgebrochen wird“.

Genau eine **solche Änderung der Marktsituation lässt sich aktuell faktisch beobachten**: die kommerzielle Konvertierung erreicht bei Weitem nicht das Niveau des Vorjahres¹. Sichtbar ist dies auch daran, dass THE vor dem Hintergrund der im Vergleich zum Vorjahr gesunkenen Konvertierungsmengen in der Konvertierungsrichtung L-Gas nach H-Gas und des daraus resultierenden Regelenergiebedarfs die Konvertierungsumlage von 0,18 auf 0,11 EUR / MWh gesenkt hat (vgl. PI THE vom 19. August 2026).

¹ Vgl. Heiko Lohmann, energate Gasmarkt 7/2026, S. 20, mit der Bemerkung, dass die aktuelle Entwicklung das Festlegungsverfahren nicht stütze.

Vor diesem Hintergrund und angesichts der nur kurzen möglichen Einsatzzeit eines Konvertierungsentgelts von L-Gas nach H-Gas sollte von der Einführung abgesehen werden – jetzt würde eine Anpassung zu einem äußerst späten Zeitpunkt erfolgen, an dem durch den schrumpfenden L-Gas Markt Konvertierungsmengen und -Kosten bereits zu sinken begonnen haben.

Ad 2.

Neben den bereits ergriffenen Maßnahmen (siehe unter 1) böten sich statt der Einführung eines Konvertierungsentgelts - sollte das Problem als weiterhin dringlich und massiv bewertet werden – andere Maßnahmen ein, die das gleiche Ziel mit geringerer Eingriffsintensität und zu mutmaßlich geringeren Kosten erreichen würden. Dies gilt namentlich für die **verstärkte Nutzung der Transportkonvertierung**, deren Wirkung und zunehmende Nutzung gerade im August und September 2025 ausführlich im Antrag der THE beschrieben wird. Eine verstärkte Nutzung dieses Instruments (Konvertierung der nötigen Mengen via TTF durch THE) hätte zur Folge, dass „Arbitragehändlern“ eine „Ausoptimierung“ erschwert wird im Vergleich zu einer Situation, in der THE die stark reglementierten Qualitätsprodukte nur via EEX beschaffen oder veräußern kann.

Das Gegenargument von THE, dass die seit Januar 2026 stark gestiegenen Netzentgelte zu einer Kosten-erhöhung geführt hätten, ist nachvollziehbar, aber auch aktiv steuerbar. So könnte geprüft werden, ob THE in die Lage versetzt werden kann, z.B. ein Sommerband oder Quartalsband an Entry- Kapazität (L-nach NL) und Exit- Kapazität (H-aus NL) vorab zu buchen, um die sonst anfallenden untertägigen Aufschläge für eine Grundlast zu vermeiden. Diese Kosten sind gut vorhersehbar und können über die Konvertierungsumlage verrechnet werden. Bei einem dann erkennbaren Bedarf an einer Balancierung von L/H Gas könnten diese Kapazitäten vorrangig genutzt werden. Folge wäre, dass den Arbitrage Händlern ein Großteil ihrer Möglichkeiten entzogen wäre. Ideal wäre, wenn solche Buchungen erst nachträglich veröffentlicht werden würden, damit Arbitrage-Händler nicht wissen, ab welcher Größenordnung THE mit dem qualitätsscharfen Handel beginnen muss.

Eine weitere Maßnahme ergibt sich aus dem Grundsatzbefund, dass durch die stark reglementierten Qualitätsvorgaben und Nachweispflichten die Attraktivität für qualitätsscharfe EEX-Handelsprodukte zurückgeht und damit der Handel stark an Liquidität verliert, mit der Folge unvorteilhafter Regelenergiepreise für THE und entsprechender Weiterbelastung der Marktteilnehmer. Dies legt nahe, dass der qualitätsscharfe Regelenergiehandel so weit wie möglich in der Rangfolge nach hinten rutschen sollte und andere Regelenergieprodukte (LTO) wie Sommer-Einspeicheroptionen in deutsche L-Gas-Speicher vorrangig zur Anwendung kommen sollten.

Ad 3.

Sollte man trotz der unter 1 und 2 geschilderten Bedenken bzw. anderweitigen Handlungsoptionen die Einführung eines Konvertierungsentgelts von L- nach H-Gas erwägen, ist es aus unserer Sicht notwendig, die **produktionsbedingte Konvertierung der deutschen L-Gas Produktion von einem solchen Entgelt auszunehmen**. Dies ergibt sich gerade aus der auch im Antrag der THE deutlich geschilderten Qualität des Entgeltes als Instrument der Verhaltenssteuerung, das dafür sorgen soll, dass Konvertierungskosten in das Gewinnmaximierungskalkül der Händler eingerechnet werden – mit der Folge, dass so unplanbare und unkontrollierte Markt- und damit auch Lastflussverschiebungen entstehen.

Der entscheidende Unterschied bei der deutschen L-Gas Produktion im Vergleich zu den von THE beschriebenen Fällen besteht darin, dass **die Produzenten den Konvertierungsbedarf nicht gezielt erzeugen, um daraus einen wirtschaftlichen Vorteil zu erzielen**. Die Konvertierung dient vielmehr der **Vermarktung bestehender Produktion in einem zunehmend schrumpfenden L-Gas-Markt, in dem Absatzmöglichkeiten und Liquidität zurückgehen**. Ein **Konvertierungsentgelt entfaltet hier keine sachgerechte Lenkungswirkung**, sondern führt lediglich zu einem weiteren umstellungsbedingten Vermarktungsnachteil.

Die betroffenen Produktionsmengen lassen sich über die registrierten Produktionseinspeisepunkte und die täglichen Allokationen eindeutig nachweisen. **Deshalb sollte die L/H-Konvertierung bis zur Höhe der tatsächlich allokierten Produktion vom Konvertierungsentgelt ausgenommen und unmittelbar in der Bilanzkreisabrechnung berücksichtigt werden**. Die Entlastung wäre klar begrenzt und würde mit Abschluss der Marktraumumstellung auslaufen.

Unterstützend streitet für die Ausnahme der produktionsbedingten Konvertierung, dass **die deutsche Erdgasproduktion beim Flexibilitätskostenbeitrag ohnehin schon benachteiligt wird, weil ihr – obwohl es sachgerecht wäre – keine Toleranzen zugestanden werden**. Eine weitere Benachteiligung durch ein Konvertierungsentgelt ist daher nicht akzeptabel.

Ad 4.

Hilfsweise, sollte trotz der unter 1 und 2 geschilderten Bedenken und unserer Forderung nach einer Ausnahme für die produktionsbedingte Konvertierung (siehe unter 3) ein Konvertierungsentgelt von L-Gas nach H-Gas tatsächlich eingeführt werden, sollten eine Reihe von Kriterien beachtet und vor allem die konkrete Notwendigkeit streng überprüft werden.

Hierzu gehören:

- a) Eine **tatsächliche Erhebung sollte nur nach Bedarf erfolgen**, streng auf das **notwendige Maß beschränkt werden und so einfach wie möglich erfolgen**.
- b) Eine **Einführung sollte wegen der nunmehr neu durch THE (PI vom 19.8.2026) festgelegten Konvertierungsumlage für das kommende Gaswirtschaftsjahr nicht vor Oktober 2027 erfolgen**. Sollte dennoch eine Einführung zum 1. April 2027 erwogen werden, sollte dem Marktgebietsverantwortlichen eine entsprechende Anpassung der Konvertierungsumlage ermöglicht werden.
- c) Ganz grundsätzlich und in Anknüpfung an den vorgenannten Punkt sollte stets auf eine **kongruente Ausgestaltung von Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage geachtet werden**.
- d) Planungssicherheit ist ein zentraler Punkt: so früh wie möglich **(mehrere Monate!) vor einer Einführung sollten die konkrete Höhe eines Konvertierungsentgelts sowie mögliche Faktoren für eine Anpassung festgelegt werden**. Dies ist vor allem nötig, um Einflüsse auf Verträge oder auch mögliche Hedging-Strategien zu überprüfen. Die Festlegung sollte transparent die zugrunde liegenden Kriterien aufzeigen. Eine **anreizorientierte Ausgestaltung und der Erhalt einer**

Entgeltobergrenze sind notwendig. Ein mögliches Entgelt muss nachvollziehbar berechnet werden; daraus erzielte Einnahmen müssen, solange eine Konvertierungsabgabe erhoben wird, bei deren Berechnung umlagemindernd berücksichtigt werden.

- e) Grundsätze der Einfachheit, Planbarkeit und praktischen Implementierbarkeit **streiten gegen saisonale Differenzierungen oder monatliche Abrechnungen.** Unseres Erachtens würde dies die Komplexität des ganzen Umlagesystems kurz vor der Vollendung der Marktraumumstellung noch mehr erhöhen und wird auch bei allen FNBs, Netznutzern und BKM zu erheblichem Mehraufwand und Abrechnungsfehlerquellen führen.

C. Fazit:

Die Einführung eines Konvertierungsentgeltes von L-nach H-Gas halten wir in der aktuellen Situation nicht angezeigt. Sollte eine Einführung dennoch erwogen werden, sollte die produktionsbedingte Konvertierung der deutschen L-Gas Produktion auf jeden Fall ausgenommen werden.

Der Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) vertritt die Interessen der deutschen Erdgas- und Erdölproduzenten, der Betreiber von Untergrundspeichern, der in dieser Industrie tätigen Dienstleister sowie die Interessen an der wirtschaftlichen Nutzung von Geoenergie.

Als Wirtschaftsverband ist er im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung unter der Registernummer R001164 zu finden sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen unter der Registernummer 152508741853-07 eingetragen.