



**EFET Deutschland**  
Verband Deutscher Energiehändler e.V.  
Schiffbauerdamm 40  
10117 Berlin  
Tel: +49 30 2655 78 24  
Fax: +49 30 2655 78 25  
[www.efet-d.org](http://www.efet-d.org)  
[de@efet.org](mailto:de@efet.org)

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
- Beschlusskammer 9 -  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn**

Per E-Mail an: [REDACTED]

**18.06.2018**

---

**Stellungnahme von EFET Deutschland zur Konsultation zur Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte für alle im Ein- und Auspeisesystem NetConnect Germany / GASPOOL tätigen Fernleitungsnetzbetreiber (REGENT-NCG/GP)**

---

Sehr geehrter Herr [REDACTED]

vielen Dank für die Gelegenheit, zu dem Beschlussentwurf Stellung zu nehmen. Im Folgenden bewerten wir die einzelnen Elemente. Im Großen und Ganzen können wir die Vorschläge der Bundesnetzagentur nachvollziehen, auch die Wahl der „Briefmarke“ als Referenzpreismethode. Im Interesse der Marktentwicklung und Versorgungssicherheit sollte die Rolle von marktgebietsübergreifenden Speichern klargestellt werden (siehe Punkt 2.3).

Diese Konsultation ist ein wichtiger Teil der Implementierung des Netzkodex Tarifierung (NC TAR) in Deutschland. Wir gehen davon aus, dass die Elemente dieses Beschlusses in einer weiteren Konsultation gemeinsam mit den verbleibenden Elementen des NC TAR nochmals konsultiert werden, um eine ganzheitliche Betrachtung zu ermöglichen. Wir begrüßen jedoch das Vorgehen der Bundesnetzagentur, zu einzelnen Punkten solche Vorkonsultationen durchzuführen.

Um ein besseres Verständnis der Vorschläge zu gewinnen und die Positionen der verschiedenen Interessengruppen besser zu verstehen, regen wir einen Workshop zu diesem Thema mit der Bundesnetzagentur an. Wir würden uns an solch einer Veranstaltung aktiv beteiligen.

## **1. Referenzpreismethode**

### **1.1. Eine einheitliche Berechnungsmethodik ist sinnvoll**

Bereits im Kontext von HoKoWä<sup>1</sup> hatten wir eine Vereinheitlichung der Berechnungsmethodik von Netzentgelten auf Ferngasebene begrüßt. Unterschiede zwischen den Entgelten der Netzbetreiber sind nämlich weniger Ausdruck von Wettbewerb oder unterschiedlicher Effizienz, als vielmehr ein Ausdruck unterschiedlicher Strukturen der Netzbetreiber (z.B. wie viele buchbare Punkte vorliegen, wie groß das Netz ist). Wir erwarten Effizienzsteigerungen der Netze nicht als ein Ergebnis von Wettbewerb zwischen FNBS, sondern als ein Ergebnis guter Regulierung durch die Bundesnetzagentur. Darüber hinaus stellt sich ohnehin die Frage, inwiefern Netznutzer auf der Exit-Seite die Möglichkeit haben, auf solchen Wettbewerb zu reagieren, oder ob Standortentscheidungen von Industriekunden, Haushalten oder Kraftwerken nicht vielmehr von anderen Faktoren bestimmt sind. Eine einheitliche Referenzpreismethode verringert die Komplexität aus der Perspektive der Marktteilnehmer und sollte zu geringerer Volatilität von Netzentgelten an einzelnen Punkten führen, da ein einziger Erlöstopf wesentlich träger auf Veränderungen reagiert, als viele kleine Töpfe.

### **1.2. Die "Briefmarke" erscheint sachgerecht**

In einem Briefmarkensystem ist der Referenzpreis an jedem Punkt identisch. Der Zugang in das Marktgebiet wird dann unabhängig vom Netzbetreiber an jedem Punkt gleich bepreist. Eine geografische Lenkungswirkung geht von dem Netzentgelt dann nicht mehr aus. Das Briefmarkensystem ist besonders dann sinnvoll, wenn das Gasnetz vermascht ist und weniger durch unidirektionale Flüsse geprägt ist. Aus Netznutzersicht, ist das vermutlich der am wenigsten komplexe Ansatz.

Bereits im Kontext von HoKoWä hatten wir daher Pläne unterstützt, die Briefmarke auf der Entry-Seite einzuführen. Darüber hinaus forderten viele unserer Mitglieder die Briefmarke schon damals auch auf der Exit-Seite, was aber bei HoKoWä noch nicht vorgesehen war. Obwohl die Mehrzahl unserer Mitglieder einen solchen Schritt auch auf der Exit-Seite begrüßen würde, weisen einzelne Mitgliedsunternehmen darauf hin, das damit Transitflüsse plötzlich möglicherweise signifikanten neuen Belastungen ausgesetzt sein könnten.

### **1.3. Kommentar zum Entry-Exit-Split**

Im Entwurf der Bundesnetzagentur wären Referenzpreise auf Entry- und Exit-Seite identisch. Daraus ergäbe sich für 2020 ein prognostizierter Entry-Exit-Split von 31,94% / 68,06% für NCG und 38,21% / 61,79% für GASPOOL. Das erscheint im sinnvollen Rahmen, jedoch hielten wir auch eine weitere Entlastung der Entry-Seite für sachgerecht. Einen höheren Bestandteil der Kosten auf die Entry-Seite zu allokalieren würden wir jedenfalls ablehnen.

### **1.4. Neue Festlegung für die Marktgebietszusammenlegung notwendig**

Nach unserem Verständnis würde die Marktgebietszusammenlegung eine gesonderte Festlegung notwendig machen, um dann eine bundesweite Briefmarke vorzuschreiben.

---

<sup>1</sup> Siehe Stellungnahmen zur horizontalen Kostenwälzung (HoKoWä) vom [15.04.2016](#) und vom [13.05.2015](#).

## **2. Umgang mit Gasspeichern**

### **2.1. Ein höherer Rabatt für Speicherpunkte wäre gerechtfertigt**

Wir begrüßen, dass die BK9 eine höhere Rabattierung an Anschlusspunkten zu Speichieranlagen vorsieht. Jedoch werden insbesondere in Bezug auf die durch BK9 gegebene Begründung, dass Speichieranlagen einen beachtlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemflexibilität in Fernleitungsnetzen und damit in den deutschen Marktgebieten leisten, 75% als zu gering erachtet, diesen Beitrag entsprechend zu honorieren. Dass bei einem Gastransport unter Nutzung einer Speichieranlage die Netzinfrastruktur zusätzlich belastet wird, stimmt zwar zum einen. Zum anderen jedoch müsste ohne Nutzung dieser Speichieranlage eine zusätzliche Netzinfrastruktur belastet werden. Wir plädieren daher auf eine deutliche höhere bis vollständige Rabattierung der Kapazitätsentgelte an Anschlusspunkten zu Speichieranlagen.

### **2.2. Saisonale Faktoren sind nicht notwendig**

Die in diesem Zusammenhang vorgesehene Abschaffung weiterer Rabatte, wie saisonale Faktoren, ist auch aus unserer Sicht gerechtfertigt, zumal die wesentlichen Anreize zur netzdienlichen Speichernutzung durch entsprechende Preissignale des Marktes gegeben werden.

### **2.3. Umgang mit Speichern an mehreren Marktgebieten**

Bezüglich des Umgangs mit Speichieranlagen, die an mehreren Marktgebieten angeschlossen sind, plädieren wir für eine Beibehaltung der geltenden BEATE-Regelungen. Der zwischen Branche und Behörde hart erarbeitete Kompromiss der Nutzung der rabattierten und unrabattierten Konten in Verbindung mit dem Übertragungsmechanismus dient der netzdienlichen und kostengerechten Bereitstellung von Gas (Leistung und Menge) an den Anschlusspunkten mit den entsprechenden Marktsignalen. Diese durch BEATE eingeführte Flexibilität der Kontennutzung dient damit auch in nicht unerheblichem Maß der Versorgungssicherheit und Systemflexibilität der angeschlossenen Marktgebiete. Nach unserer Ansicht ist die derzeitige Regelung auch mit dem NC TAR konform, der lediglich die Nutzung eines Speichers als Marktgebietsübergang als diskriminierend ansieht, jedoch nicht auf die reine Möglichkeit der Nutzung abzielt.

## **3. Bedingt verbindliche Kapazitätsprodukte**

Die überwiegende Mehrheit der Mitglieder stimmt dem Standpunkt der BNetzA zu, dass das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten die untere Grenze für alle anderen Kapazitätsprodukte darstellt und es hiervon keine Ausnahmen geben darf.

Alle Mitglieder sind jedoch der Meinung, dass die Berechnung des Rabattes für unterbrechbare Kapazitäten auf Basis historischer Unterbrechungen verbesserungswürdig ist, da diese Unterbrechungen nicht unbedingt etwas mit der zukünftigen Unterbrechungswahrscheinlichkeit zu tun haben müssen. Denkbar wäre z.B., dass der betroffene Netzbetreiber eine ex-ante Unterbrechungswahrscheinlichkeit kalkuliert (z.B. mithilfe des Kapazitätsmodells für das entsprechende Marktgebiet), an der sich der maximale Rabatt orientiert. Alternativ wäre auch eine Orientierung entlang der alternativen Netzausbaukosten denkbar.

In Einzelfällen besteht die Gefahr großer Nachteile, z.B. unnötiger Netzausbaukosten oder der Entstehung von Engpässen in der Versorgungssicherheit. Ersteres wäre der Fall, wenn in der Folge der Tarifänderung Transportkunden ihr Buchungsverhalten ändern bzw. alternative Kapazitäten/Netzzugänge schaffen. Letzteres, wenn sich Gasflüsse in Folge der Änderung ganz ändern und Regionen, in denen die Mengen benötigt werden, dann nicht mehr in gleicher Höhe zur Verfügung stehen.

#### **4. Anpassungsfaktor**

Grundsätzlich befürworten wir die Anpassung der Briefmarke durch einen einheitlichen Multiplikator, um die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen auch tatsächlich zu vereinnahmen. Jedoch ist weder aus ihrer Begründung noch aus den Anlagen ersichtlich, nach welcher Methodik/Systematik der in Anlage 1 aufgeführte Anpassungsfaktor von 1,08 für NCG bzw. 1,09 für GASPOOL berechnet wird, noch wird eine Berechnungsgrundlage aufgeführt. Werden bei der Berechnung nur die Rabatte für Speicher und bedingte Kapazitätsprodukte berücksichtigt, oder auch die durch Multiplikatoren entstehenden Aufschläge bei unterjährigen Buchungen? Wenn diese Effekte im Anpassungsfaktor Niederschlag finden, nach welcher Systematik werden dann die angesetzten Kapazitäten ermittelt (Abgrenzung)? Wer legt den Anpassungsfaktor zukünftig in welchem Rhythmus fest? Um eine bessere Planbarkeit zu gewährleisten, sollte der Anpassungsfaktor transparent und nachvollziehbar dargelegt werden und diese Anforderung auch für zukünftige Änderungen des Faktors gelten.

#### **5. Messstellenbetrieb**

Aus unserer Sicht bedarf es einer transparenten Ausweisung des Messstellenbetriebsentgelts. Welche Leistungen fallen hierunter und welche Kosten fallen hierfür an? Die Einstufung des Messstellenbetriebs als Fernleitungsdienstleistung sollte nicht dazu führen, dass Messstellenbetriebsentgelte pauschal in die Kapazitätsentgelte eingepreist werden und somit Kosten intransparent verrechnet werden und eine nicht verursachungsgerechte Aufteilung auf die Kapazitätsnutzer erfolgt.

Zudem sollte die Regelung im Einklang mit dem Messstellenbetriebsgesetz stehen: dieses erlaubt ausdrücklich und zur Anregung des Wettbewerbs, dass der Anschlussnehmer den Messstellenbetrieb einschließlich Dritter frei wählen darf. Ein Messstellenbetriebsentgelt sollte nur einmal in Rechnung gestellt werden dürfen. Mit der Aufnahme der Kosten des Messstellenbetriebs in die Fernleitungsdienstleistung könnte eine Kostenverteilung auf Anschlussnehmer (oder dessen Transportkunde) erfolgen, die sich bewusst gegen den FNB als Messstellenbetreiber entschieden haben.

#### **6. Marktraumumstellungsumlage**

Obwohl die Marktraumumstellungsumlage bereits im EnWG verankert ist, muss sie, im Rahmen der NC TAR Implementierung, auch in den gültigen europäischen Rechtsrahmen eingebettet werden. Aus unserer Sicht wird der vorliegende Beschlussentwurf dieser Notwendigkeit nur bedingt gerecht. Artikel 4 Abs. 4 des Netzwirkkodex zur Entgeltharmonisierung (Verordnung EU Nr. 2017/460) legt unserer Bewertung nach deutlich fest, dass eine Systemdienstleistung entweder einem Nutznießer direkt zugeteilt werden muss oder im Falle einer allgemeinen Nützlichkeit auch von allen Netznutzern getragen werden kann. Im Beschlussentwurf entscheidet sich die Bundesnetzagentur für letzteres Argument und sieht somit keine direkte Notwendigkeit den derzeitigen Rechtsrahmen der Marktraumumstellungsumlage anzupassen. Wir sind jedoch der Meinung, dass die

Marktraumumstellungsumlage nicht allen Netznutzern zugutekommt. Denn durch die Umlegung der Umstellungskosten auf alle Exit-Punkte wird auch der grenzüberschreitende Handel und somit unsere direkten Nachbarstaaten von der MRU belastet - ohne ersichtlichen Nutzen. Stattdessen werden Gasflüsse zusätzlich belastet und wirken sich somit negativ auf die Liquidität und Verbraucherpreise aus. Auch Vorteile für Transitkunden im H-Gasmarkt werden von uns bezweifelt speziell für Volumina mit einem anderen Zielmarkt als Deutschland. Somit haben auch diese Kunden keinen Vorteil von einer erhöhten Liquidität innerhalb des deutschen Marktgebietes, welcher von der Bundesnetzagentur durch die Marktraumumstellung erwartet wird. Des Weiteren stellt auch die Anwendung der Marktraumumstellungsumlage an Anschlusspunkten zu Speicheranlagen eine nicht sachgerechte Doppelbelastung dar.

Zusätzlich würden wir gerne anmerken, dass die indikative MRU von 0,48 €/(kWh/h)/a für das Jahr 2020 sehr niedrig wirkt, speziell wenn die Umstellungszahlen aus dem NEP 2018 in Verbindung zu jetzigen Kosten/Umstellungszahlen gesetzt werden. Es wäre durchaus hilfreich, die genaueren Einflussfaktoren auf die Umstellungskosten pro Einheit zu erfahren, und ob die FNB massive Skaleneffekte für die Folgejahre der Umstellung erwarten.

## **7. Entgelte für das Nominierungsersatzverfahren**

Wir begrüßen, dass das Nominierungsersatzverfahren nach § 15 Abs. 3 GasNZV als Systemdienstleistung eingestuft werden soll.

## **8. Zustandekommen der Entgelte**

Zusätzlich zu den genannten Punkten würden wir auch gerne mehr Informationen zu den indikativen Entgelten für 2020 erhalten. Es ist insbesondere auffällig, dass die berechneten Entgelte wesentlich höher sind im Vergleich zu den HoKoWä Entgelten. Eine entsprechende Erläuterung zu Punkten wie Entwicklung der Erlösobergrenzen oder geändertes Buchungsverhalten der Transportkunden der vergangenen Jahre, speziell im Sinne der Transparenz, wäre hier wünschenswert. Auch ein besseres Verständnis über die Modellierungsansätze der zu erwartenden gebuchten Kapazitäten würde Transportkunden helfen, Entgeltentwicklungen besser antizipieren zu können, um so die allgemeine Effizienz von Marktentscheidungen zu erhöhen.

Für Rückfragen und weitere Erörterung stehen wir selbstverständlich gerne zur Verfügung.

### **EFET Deutschland**

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

[de@efet.org](mailto:de@efet.org)