

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 7
Postfach 8001
53105 Bonn

Per E-Mail an: Bilanzierung.Gas@BNetzA.de

Berlin, den 3.6.2011

BK7-11-044

Stellungnahme aus Handelssicht zu den Kernpunkten des Änderungsverfahrens der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (GABi Gas)

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bewerten folgende fünf vorgeschlagene Änderungen in der Festlegung GABi Gas.

1. Klarstellende Änderungsfestlegung zur rechtssicheren Einführung der in § 23 Abs. 2 S. 2 GasNZV vorgegebenen Toleranzmenge in Höhe von fünf Prozent der an Letztverbraucher ohne Standardlastprofil und ohne Nominierungersatzverfahren gelieferten Mengen:

EFET Deutschland spricht sich weiterhin grundsätzlich gegen die Einführung eines Toleranzbands von 5 Prozent aus. Wir teilen die Befürchtungen des Gesetzgebers im Rahmen der Erarbeitung der Gasnetzzugangsverordnung 2010, dass es dadurch zu einem erhöhten Einsatz von Regelenergie kommen wird. Die Bundesnetzagentur hat - um berechnete Bedürfnisse des Marktes angemessen zu berücksichtigen - mit § 50 Abs. 1 Nr. 9 GasNZV die Möglichkeit bekommen, die Toleranz von Anfang an auf Null zu setzen, und sollte dies auch tun. Insbesondere vermindert die Toleranzmenge den Anreiz des Bilanzkreisverantwortlichen, seinen Bilanzkreis möglichst exakt zu steuern. Darüber hinaus verursacht die Einführung hohe Implementierungskosten und erschwert die Führung eines gemeinsamen Rechnungsbilanzkreises.

Zudem ist bisher völlig unklar, wie mit Schadensersatzansprüchen zu verfahren ist. Mit derartigen Forderungen ist vielfach zu rechnen, da die Berechnung der Toleranzen auf vorläufigen D+1-Allokationsdaten basiert, die zum Teil deutlich von den endgültigen Werten (M+14) abweichen. Im Zuge der Toleranzübertragung wird es folglich auf Seiten der Bilanzkreisverantwortlichen zu Fehlallokationen bzw. einem notwendigen Mengenausgleich über den Markt zu möglicherweise ungünstigen Marktbedingungen kommen, für die die Ausspeisenetzbetreiber die finanzielle Verantwortung zu tragen haben. Sollte sich die Bundesnetzagentur trotz aller Bedenken für die Einführung der Toleranzmenge entscheiden, müssen zumindest in der Kooperationsvereinbarung IV die Schadensersatzforderungsprozesse wegen

Übermittlung fehlerhafter Daten verbindlich beschrieben werden (Leitfaden Geschäftsprozesse Bilanzkreismanagement, 6.2).

Zur Vermeidung der oben genannten Punkte weisen wir aber nochmals darauf hin, dass die ursprüngliche Begründung für die Einführung der Toleranzmenge auf der These beruhte, dass RLM-Kunden weniger Regelenergie verursachen und deshalb weniger stark belastet werden sollten. Der Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur stellt jedoch ausdrücklich fest, dass keiner bestimmten Kundengruppe ein erhöhter Anteil an der Entstehung der Regelenergiekosten zugeteilt werden kann.

2. Ausweitung der an der Ausgleichs- und Regelenergieumlage beteiligten Kundengruppen auf die Kundengruppen RLM-Entnahmestellen ohne Tagesband („RLMoT“) und RLM-Entnahmestellen mit Nominierungsersatzverfahren („RLMNEV“):

Die vorgesehene Ausweitung der Regelenergieumlage auf die Kundengruppen mit registrierender Leistungsmessung ohne Tagesband (RLMoT) ist aus Sicht von EFET nicht sachgerecht. Insbesondere für die Mitglieder der Kundengruppe RLMoT, die erst einen vorgenommenen Fallgruppenwechsel aus RLMmT durchgeführt haben, da sie oder ihre Lieferanten festgestellt hatten, dass die eigene Strukturierung trotz des damit verbundenen Aufwands günstiger ist als die Entrichtung der Regelenergieumlage, besteht keinerlei Anreiz mehr, sich um eine korrekte stündliche Strukturierung zu bemühen – und damit um unmittelbare Unterstützung des Gesamtsystems. EFET erkennt dabei an, dass sich diese Unterstützung in großen Marktgebieten nur bei einer engen räumlichen Beziehung zwischen Ein- und Ausspeisepunkt ergibt.

Auch sollte berücksichtigt werden, dass sich Transportkunden im Vertrauen auf das bestehende System - welches im Übrigen erst vor relativ kurzer Zeit eingeführt wurde und mit erheblichen Implementierungskosten verbunden war – mit entsprechenden Infrastrukturen ausgestattet und komplexe Prozesse eingeführt haben. Die Ausweitung der umlagefähigen Basis würde zwar zwangsläufig zur Senkung der spezifischen Regelenergieumlage beitragen, jedoch nicht zur Senkung der Gesamtsystemkosten. Die tatsächlichen Fehler des Systems im Hinblick auf den hohen Regelenergiebedarf wären dadurch nicht gelöst, sondern lediglich verschleiert.

Des Weiteren spielen Sie mit dem Gedanken, nicht alle Punkte bzw. Kundengruppen mit derselben Umlagehöhe zu belasten. Auch in diesem Fall gelten die genannten Überlegungen, zusätzlich noch verschärft durch die Frage, warum verschiedene Punkte oder Kunden mit unterschiedlichen Regelenergieumlagen beaufschlagt werden.

Zuletzt weist EFET darauf hin, dass der Wegfall von Anreizen für eine exakte Strukturierung und Prognostizierung der Kundenprofile einen unmittelbaren Effekt auf die Liquidität des deutschen Within-Day-Marktes Gas haben könnte. Je weniger Kunden und Bilanzkreisverantwortliche einen Anreiz haben, ihre Profile und Portfolien zu strukturieren, desto weniger Marktteilnehmer werden sich am Within-Day-Markt beteiligen. Dadurch könnten sich die Marktgebietsverantwortlichen und/oder die Netzbetreiber in einem illiquiden Within-Day Markt wiederfinden, der ihnen keine Möglichkeit bietet, ihren Regelenergiebedarf abzudecken.

In Bezug auf die RLMNEV ist EFET der Meinung, dass das Nominierungsersatzverfahren ausgesetzt werden sollte. Solange letzteres jedoch weiterhin besteht, spricht sich EFET gegen eine Einbeziehung der RLMNEV in die

Regelenergieumlage aus. Es ist schwer zu verstehen, wieso diejenige Kundengruppe, die nur geringe bis keine Regelenergiekosten verursacht, in die Regelenergieumlage miteinbezogen werden soll.

EFET möchte an dieser Stelle darauf hinweisen, dass die Behandlung von RLMNEV von großer Bedeutung für die Effizienz und Liquidität des Regelenergiemarktes nicht nur im Gas, sondern auch im Strom ist. Die Entscheidungen darüber, wie diese Kundengruppe jetzt und auch nach dem Absetzen des Nominierungsersatzverfahrens zu behandeln ist, sollten immer im Hinblick auf Liquiditätseffekte sowohl im Gas-Regelenergiemarkt als auch im Strom-Regelenergiemarkt getroffen werden.

3. Ausweitung der Ausgleichs- und Regelenergieumlage auf Marktgebietsübergangs-Exit-, Grenzübergangs-Exit- und Speicher-Exit-Punkte:

EFET spricht sich gegen die Ausweitung der Regelenergieumlage auf Grenzübergangspunkte, Marktgebietsübergangspunkte und Speicher-Ausspeisepunkte aus. Derartige Maßnahmen stehen im Widerspruch zur Schaffung eines den Wettbewerb fördernden Entry-Exit-Systems, welches sich durch eine geringe Komplexität und hohe Transparenz auszeichnen sollte, um neuen Marktteilnehmern den Zugang so einfach wie möglich zu gestalten. Eine Einbeziehung diverser Exitpunkte in die Regelenergieumlage, gegebenenfalls noch mit unterschiedlichen Tarifen, erhöht die Komplexität, verursacht zusätzliche Implementierungskosten in den IT-Systemen und würde sich insbesondere auf den Handel zwischen den deutschen Marktgebieten negativ auswirken.

Auch vom Grundprinzip her erscheint es nicht gerechtfertigt bzw. ist es kontraproduktiv, die Einlagerung in Speicher, also die Bereitstellung von Regelenergie schlechthin, mit der Regelenergieumlage zu beaufschlagen. Zudem würden insbesondere diejenigen (neuen) Anbieter benachteiligt, die nicht aus Bezugsverträgen, sondern über Speicher und Transporte die Strukturierung ihrer Portfolien gewährleisten. Auch für Grenzübergangspunkte, an denen von Händlern zum wesentlichen Teil der Transport als Band durchgeführt wird, das heißt mit 24 gleichen Stundenwerten pro Tag, erscheint eine Einbeziehung nicht gerechtfertigt. Regelenergie wird bei diesen Bandnominierungen nicht verursacht.

4. Mögliche Einführung symmetrischer Ausgleichsenergieentgelte durch Absenkung des Faktors für die Bildung des negativen Ausgleichsenergieentgelts auf 0,8:

Die vorgeschlagene Absenkung des Faktors für die Bildung des negativen Ausgleichsenergieentgelts auf 0,8 wird damit begründet, zu einer symmetrischen Ausgleichsenergiepreisbildung zurückkehren zu wollen und damit „gleiche Anreize für Über- und Unterspeisung zu setzen und so weniger missbrauchsanfällig zu sein“ (Evaluierungsbericht, S. 167). Die Begründung ist nicht nachvollziehbar. Der Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche, Bilanzkreise zu überspeisen, wird ausschließlich durch den Vergleich zum Referenzpreis – also dem jeweiligen potentiellen Verkaufspreis – bestimmt. Der Anreiz, Bilanzkreise zu unterspeisen, wird ausschließlich durch den Vergleich zum jeweiligen Kaufpreis erzeugt (also entweder zum Grenzübergangspreis oder zum Hub-Preis). Keine Auswirkung kann es hingegen haben, in welcher Beziehung die beiden Ausgleichsenergiepreise (AEP) zueinander stehen. EFET sieht insofern keinen Grund für die weitere Absenkung des Faktors zur Bildung des negativen AEP.

In diesem Zusammenhang möchten wir auf eine weitere, erforderliche Änderung der Festlegung zu GABi Gas hinweisen. Die Kopplung des AEP an einen Marktpreiskorb ist nur solange geboten und gerechtfertigt, als der Marktpreis im jeweiligen Marktgebiet oder in der jeweiligen Bilanzierungszone keinen robusten, aussagefähigen Marktpreis darstellt. Dies ist nach unserer Auffassung jedenfalls für NCG nicht mehr der Fall. Wir interpretieren dabei die im Evaluierungsbericht selbst nicht ohne Stolz gemachten Aussagen zu Handelsvolumen und Liquidität der beiden deutschen H-Gas-Märkte als diese Argumentation stützend. Wir fordern daher, in einem nächsten Schritt den Preiskorb zumindest im Marktgebiet NCG durch den Marktpreis NCG zu ersetzen. Dies gilt umso mehr, als inzwischen deutlich mehr als die Hälfte der zu beschaffenden Regelenergie durch NCG an der EEX beschafft wird und damit eine unmittelbare Beziehung durch die Kosten, die dem Marktgebietsverantwortlichen durch Über- und Unterspeisungen entstehen, hergestellt würde.

Vielmehr fordert EFET eine Abkehr vom willkürlichen System der Spreizung von positivem und negativem AEP. Unter der Voraussetzung, dass sich ein liquider Regelenergiemarkt gebildet hat, sollte der AEP auf Basis des marginalen Beschaffungspreises – ohne Zu- und Abschläge – gebildet werden. Auf diese Weise wird dem Ziel der Verursachungsgerechtigkeit geholfen und ein ausreichender Anreiz zum untertägigen Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen selbst geliefert.

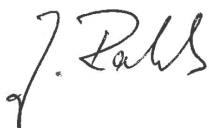
5. Einführung weiterer Veröffentlichungspflichten:

Wir begrüßen die Sichtweise der Bundesnetzagentur (S. 169, Ziffer 7 in Ihrem Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas vom 1. April 2011), durch weitergehende Veröffentlichungspflichten zum Beispiel die Nachvollziehbarkeit der Regelenergieumlage zu verbessern. Wie wir schon im Konsultationsverfahren zur Umsetzung der Transparenzvorschriften der EU-FernleitungsVO¹ dargestellt haben, sollten die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin beispielsweise die einzelnen Buchungsposten des Regel- und Ausgleichsenergieumlagekontos veröffentlichen. Eine Einschränkung der Veröffentlichungspflichten wäre nicht nachvollziehbar.

Unverständlich ist in diesem Zusammenhang die von der Bundesnetzagentur geplante Gewährung einer Ausnahmeregelung für die Veröffentlichung des Systemzustands (vgl. die Stellungnahme von EFET zum Leitfaden zur Anwendung der Transparenzvorschriften aus der neuen FernleitungsVO, Punkt I (8): Ausnahme von der Veröffentlichungspflicht zu dem im Netz befindlichen Gasvolumen bzw. aggregierten Ausgleichstatus aller Nutzer).

Bei Fragen zu unseren Kommentaren stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,



Joachim Rahls
Leiter der EFET Deutschland Arbeitsgruppe Gas

¹ Stellungnahme zur öffentlichen Konsultation des Leitfadens zur Anwendung der Transparenzvorschriften aus der neuen FernleitungsVO, EFET Deutschland, 8.4.2011, <http://efet-d.org/GetFile.aspx?File=5434>