

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

Bundesnetzagentur  
Beschlusskammer 7  
Postfach 8001  
53105 Bonn

Per E-Mail an: [marktgebiete@bnetza.de](mailto:marktgebiete@bnetza.de)

Berlin, den 31.1.2011

BK7-11-002

### **Stellungnahme zum Festlegungsverfahren zur Einführung eines Konvertierungsentgeltsystems für qualitätsübergreifende Marktgebiete**

EFET Deutschland hält die Konsultation der Bundesnetzagentur im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Einführung eines Konvertierungsentgelts für ausgesprochen wichtig. Angesichts der klaren Aussage sowohl der Netzbetreiber als auch der Bundesnetzagentur zur Einführung eines "verursachungsgerechten" Konvertierungsentgelts möchten wir an dieser Stelle erneut die Gelegenheit ergreifen, die Notwendigkeit der Einführung eines fallweisen Entgelts zu überdenken und stattdessen eine allgemeine Konvertierungsumlage oder alternativ die Umwälzung der Kosten über die bereits bestehende Regelergieumlage in Betracht zu ziehen.

EFET Deutschland...

...fordert die Schaffung eines tatsächlich einheitlichen Marktgebietes – es muss gelten: „ein Marktgebiet, ein virtueller Punkt, ein Gaspreis“ (das gesamte Netzzugangssystem sowie der Gashandel müssen in kWh abgewickelt werden);

...fordert einfache und pragmatische Herangehensweisen;

...sieht Chancen für steigende Liquidität in einem qualitätsübergreifenden Marktgebiet, wenn das Marktdesign stimmt;

...spricht sich für eine Umlage der Konvertierungskosten auf alle Marktteilnehmer im Marktgebiet aus;

...setzt voraus, dass alle durch den Fernleitungsnetzbetreiber oder Marktgebietverantwortlichen entstehenden Kosten, die auf Marktparteien umgelegt werden, transparent und ohne Zeitverzögerung nachvollziehbar sind.

Wie bereits im Rahmen der Konsultation zur Marktgebietszusammenlegung lehnen wir den Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber zur Einführung eines Entgelts und der Teilung des virtuellen Handelspunktes klar ab. Ein wesentliches Gestaltungsmerkmal für eine qualitätsübergreifende Marktgebietszusammenlegung ist für EFET Deutschland die Schaffung eines einheitlichen virtuellen Handelspunktes für H- und L-Gas. Eine Aufteilung nach Qualitäten würde aus unserer Sicht den Sinn und Zweck eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes konterkarieren – bisherige Komplexitäten blieben erhalten und es gäbe keinen einheitlichen Gaspreis im Marktgebiet. Wir fragen uns: erfüllt das vorgelegte Konzept überhaupt die Vorgaben der Gasnetzzugangsverordnung zur Schaffung von drei Marktgebieten zum 1.4.2011? Wenn dies formal durchaus so sein mag, so sind faktisch erhebliche Zweifel am Vorliegen eines Marktgebietes im Sinne des § 20 GasNZV anzumelden. Die Bundesnetzagentur muss sich darüber im Klaren sein, dass sie mit der Festlegung eines Konzepts, das einen nach Gasqualitäten unterteilten Hub enthält, die Segmentierung des Marktes nach Gasqualität weiterhin zementiert und Marktbeharrungskräften in die Hände spielt. Eine virtuelle Trennung in H- und L-Gas würde die Konzentration des Handels und damit den grundsätzlichen Zweck einer Marktgebietszusammenlegung vereiteln.

Bevor wir uns mit den Prinzipien des Konzepts inhaltlich auseinandersetzen, so möchten wir darauf hinweisen, dass ein wesentliches und nicht angesprochenes Problem im Rahmen der gegenständlichen Festlegung gelöst werden muss: mangelnder Wettbewerb im L-Gas-Regelenergiebereich. Im Status Quo können im Wesentlichen nur historische Marktteilnehmer und L-Gas-Produzenten Angebote zu Lastflusszusagen abgeben. Diese Position droht zu überhöhten Entgelten für Regelenergie zu führen. Wir plädieren daher weiterhin im Zuge der Integration für die Schaffung eines Anreizsystems oder ggf. gesetzlicher Auflagen für die Schaffung eines liquiden Marktes für L-Gas-Regelenergie. Damit auch neue Marktteilnehmer Zugang zum Markt für L-Gas-Regelenergie erhalten, bedarf es unseres Erachtens (a) einer kartellrechtlichen Verfügung oder eines freiwilligen Angebots seitens historischer Marktteilnehmer zur Schaffung von Liquidität für L-Gas mit Flexibilität, bspw. durch Gas-Release-Auktionen und (b) neuer Produktentwicklungen im Bereich der L-Gas-Regelenergie, wenn sich Befürchtungen überhöhter Regelenergie- und Lastflusszusagekosten bewahrheiten sollten und ein Marktmissbrauch vorläge. Zudem muss die Bundesnetzagentur verhindern, dass Netzbetreiber Gelegenheit bekommen, die gleichen Lastflusszusagen doppelt abzurechnen, d.h. einmal als kapazitätssteigerndes Instrument (via Netzentgelt) und einmal als „neues Regelenergieprodukt“ (via Konvertierungskosten/Regelenergieumlage).

### **„Regelenergie- und Konvertierungskosten sind voneinander abgrenzbar“**

Das Konzept stellt die These auf, dass Regelenergiekosten und die aus der Konvertierung entstehenden Kosten immer einwandfrei voneinander zu trennen sind. Interessant ist in diesem Zusammenhang, dass die Fernleitungsnetzbetreiber selbst von einer „Herausforderung“ sprechen. Das lässt uns erst recht zweifeln. Die Annahme, dass Regelenergie immer eindeutig für den H-L-Gasabtausch von den bisher in den einzelnen Marktgebieten angefallenen Kosten abzugrenzen wäre, ist willkürlich. Die These der Fernleitungsnetzbetreiber suggeriert eine Pseudotrennung und somit eine Pseudogenauigkeit. Bilanzielle Zuordnungen von Gastransporten und physische Konvertierungen fallen nicht zusammen, da sich bereits gegenläufige Transporte aufheben. Mag es bilanziell auch noch so gut möglich sein, die Konvertierungsmengen zu bestimmen, so verschwimmen die Grenzen beim Regelenergieeinsatz. Wenn also die Grenzen fließend sind, trägt aus unserer Sicht auch der „verursachungsgerechte“ Ansatz nicht.

### **„Konvertierungskosten lassen sich durch Entgelt und Umlage gleichzeitig verteilen“**

Wir begrüßen ausdrücklich den Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber, perspektivisch zu einer Umlage zu kommen und das Entgelt auf Null zu führen. Warum bedarf es aber überhaupt der Einführung eines Entgelts? Wegen des völlig unklaren

Verteilungsschlüssels von diffusen Kosten auf Entgelt und Umlage und den unbekanntem Pfad hin zu einer reinen Umlage ist die Mischung dieser beiden Systematiken der denkbar schlechteste Weg zur Kostendeckung. Unabhängig von der tatsächlichen Verteilung der Kosten sollte die Höhe der Kosten mindestens sechs Monate (analog Regelenergie) feststehen und ex ante berechnet werden. Dabei muss die Berechnungsmethodik dem Markt gegenüber offen gelegt werden.

### **„Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten zur Bestimmung des initialen Entgelts (Anlegbarkeit)“**

Aus unserer Sicht ist keine der vorgeschlagenen Möglichkeiten zielführend. Wir schlagen daher folgende Möglichkeit zur initialen Berechnung vor:

$$\begin{aligned} & ( \text{Transportkosten}_{TTF \text{ zu } NCG} - \text{Marktpreisspread}_{TTF/NCG} ) \\ & \times \text{Saldierungsfaktor } (\leq 1) \\ & = \text{Konvertierungsentgelt} \end{aligned}$$

Das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Konzept betrachtet nur die einzelnen Rechnungsbilanzkreise. Es beachtet aber nicht den Saldo aller Bilanzkreise. So kann es sein, dass es gegenläufige Nominierungen gibt, die den Konversionsdruck von H- zu L-Gas abschwächen. Zur Gesamtoptimierung würde einen Saldierungsfaktor Abhilfe schaffen. Eine Anlegbarkeit an die maximalen und minimalen Ausgleichsenergiepreise würde zu überzogenen Konvertierungskosten führen (Beispiel: Marktpreis Gas 20 €/MWh, Konvertierungsentgelt 6 €/MWh). Ebenso abwegig ist die Anlegbarkeit auf Grundlage des Gasexports mit anschließendem Reimport.

### **„Eine Wälzung der Kosten ist über Netzentgelte nicht tragbar“**

Die Argumentation zum Thema der Nichtwälzbarkeit von Kosten über Netzentgelte ist aus unserer Sicht nicht nachvollziehbar und greift viel zu kurz. Wir stimmen zwar damit überein, dass Konvertierungskosten an sich nicht Gegenstand der Berechnungssystematik im Rahmen der Netzentgeltberechnung und damit der Anreizregulierung sein können, das bedeutet allerdings nicht, dass ein Netzbetreiber nicht dienstleistend für den Marktgebietsverantwortlichen Entgelte auf der Netzentgeltrechnung erheben kann. Damit wäre auch die Trennung zwischen Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen gewährleistet. Als Vorbild für so ein Verfahren dient der Telekommunikationsmarkt. Hier ist Telekom Deutschland GmbH (TD) verpflichtet, Gesprächsverbindungen für Dritte (Call-by-Call/Preselection oder 0900-Mehrwertdienstleistungen) abzurechnen. Diese Entgelte werden vom Anbieter zur Abrechnung an TD geliefert und gegen Gebühr auf der Telefonrechnung gelistet. Der Rechnungsbetrag wird an den Drittanbieter weitergereicht. Diese Beträge fließen in keiner Weise in die Ergebnisse von TD ein. Somit wäre die Umlage eine Zusatzkomponente. Dass die Umlage über die Netzentgelte problemlos möglich ist, zeigt bereits heute der niederländische Markt. Hier spielt die Konvertierung erst im Stadium der Auspeisung wirklich eine Rolle und erlaubt so eine maximale Liquidität im Handelsmarkt.

### **„Der Börsenhandel in den Marktgebieten ist ein elementarer Baustein für einen liquiden Gasmarkt“**

Diese These teilt EFET Deutschland. Wir gehen jedoch davon aus, dass Börsenhandel alleine keine Liquidität schafft, sondern dass es auf die richtige Mischung der Produkte und vernünftige Prozesse ankommt. Grundvoraussetzung ist aus unserer Sicht, dass es nur einen einheitlichen virtuellen Handlungspunkt pro Marktgebiet gibt. Bezogen auf das Marktgebiet und den Marktgebietsverantwortlichen bedeutet dies aus unserer Sicht, dass letzter ein Maximum an benötigter Regelenergie über den Hub beschaffen muss. Da, wo es nicht anders geht, soll er auch physische Regelenergie

beschaffen können. Dabei muss aber gewährleistet sein, dass ein fairer Wettbewerb möglich ist (s.o.). Wir teilen die Ansicht der Netzbetreiber, dass der Marktgebietsverantwortliche seine Regelenergie am virtuellen Handelspunkt seines eigenen Marktgebietes beschafft. Außerdem finden wir es wichtig zu bemerken, dass die bisherige Rollenverteilung zwischen Marktgebietsverantwortlichen und Marktpartei nicht verändert wird. Der Marktgebietsverantwortliche kauft demnach Regelenergie im Markt, die Regelenergie wird zumeist am virtuellen Handelspunkt des entsprechenden Marktgebietes angenommen (oder an einem physischen Punkt). Der Marktgebietsverantwortliche beschafft keine Regelenergie außerhalb des Marktgebietes. Der Regelenergieanbieter hat hingegen vielfache Möglichkeiten, seine Dienstleistungen bereitzustellen, dazu kann auch die Bereitstellung mittels Kapazitätsbuchungen aus angrenzenden Marktgebieten gehören.

Schließlich vermissen wir eine langfristige Perspektive mit Blick auf die Umstellung und die damit verbundenen Kosten von einzelnen Netzbereichen von L- auf H-Gas. Es muss auch in einer Festlegung gewährleistet sein, dass alle Maßnahmen unter dem Vorbehalt der niedrigsten Kostenentstehung stehen. Somit muss auch bedacht werden, dass eine Marktumstellung auf gewisse Zeit betrachtet tatsächlich günstiger ist, als der Aufbau von neuen Konvertierungsanlagen oder der Bezug anderer Regelenergieleistungen. Hier regen wir unbedingt die Schaffung eines notwendigen Regelungsrahmens für das Aufsetzen eines Übergangsprozesses und damit eines Masterplans an. Es sollte sichergestellt werden, dass die Summe der erhobenen Entgelte nicht größer als die (tatsächlichen anteiligen) Kosten der vorhandenen Konvertierungsanlagen ist.

## Fazit

Wir kommen zu dem Schluss, dass...

- ...eine Konvertierungsumlage über das gesamte Marktgebiet auch heute schon sinnvoll ist;
- ...somit einzelne Zwischenschritte wie in den Niederlanden nicht nachvollzogen werden müssen, um zu einem ähnlichen Ergebnis zu kommen;
- ...eine Wälzung über Regelenergieumlage und/oder Netzentgelte ein gangbarer Weg ist;
- ...die Bundesnetzagentur die Kosten der Regelenergiebeschaffung und die Struktur des L-Gas-Regelenergiemarktes im Fokus haben sollte;
- ...die Anlegbarkeit anders als von den FN vorgeschlagen berechnet werden muss.

Für Fragen stehen wir jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,



Dirk-Christof Stüdemann  
Leiter der EFET Deutschland Task Force Gas



Joachim Rahls  
Stellv. Leiter der EFET Deutschland Task Force Gas