

Stellungnahme der European Energy Exchange AG (EEX)

zur

**Öffentlichen Konsultation der Bundesnetzagentur
zur Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete**

Leipzig, 22. September 2010

A. Vorbemerkung

Die European Energy Exchange AG (EEX) begrüßt die von der Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur (BNetzA) eingeleitete öffentliche Konsultation zur Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete. Gern nehmen wir zu den von der BNetzA gestellten Fragen Stellung.

Neben der Bewertung der Vorschläge von E.ON Gastransport (EGT) und der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH/KEMA (Gasunie) möchte die EEX weitere konstruktive Vorschläge zur marktkonformen Ausgestaltung eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes geben.

B. Fragen der Bundesnetzagentur

I. Zur Modellgestaltung

1. Welche weiteren zentralen Gestaltungsmerkmale sollten qualitätsübergreifende Marktgebiete notwendig aufweisen?

In qualitätsübergreifenden Marktgebieten:

- Wird der qualitätsübergreifende Handel an einem einzigen Virtuellen Handlungspunkt (VHP) präferiert.
- Sollten alle Abnehmer und Lieferanten die Möglichkeit haben, unabhängig von der benötigten Gasqualität, Gas zu gleichen Preisen am VHP zu handeln.
- Könnten virtuelle oder technische Konvertierungsgebühren diskriminierungsfrei auf alle Transportkunden im Marktgebiet sozialisiert werden.

2. Auf welche Mittel sollten die Netzbetreiber zurückgreifen, um die physische Ausgleichbarkeit der Netzbereiche des Marktgebietes auch bei qualitätsübergreifenden Transporten zu gewährleisten?

Aus Sicht der EEX und zur Maximierung der Liquidität am VHP könnten qualitätsübergreifende Transporte durch Maßnahmen in folgender Reihenfolge abgesichert werden:

1. Qualitätsübergreifender marktbasierter börslicher Regelenergiehandel am VHP.
2. Einsatz von bestehenden Misch- und Konvertierungsanlagen.
3. Lokaler qualitätsspezifischer Regelenergiehandel.

4. Einsatz von lokalen qualitätsspezifischen Lastflusszusagen durch Marktteilnehmer zu Arbeitspreisen (ohne Vorhalte- oder Leistungspreis).

5. Einsatz von neu zu installierenden Misch- und Konvertierungsanlagen.

Es ist zu erwarten, dass das Zusammenspiel der oben genannten Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Ausgeglichenheit der Netze anfangs ein iterativer Prozess sein wird. Insbesondere der Einsatz lokaler qualitätsspezifischer Regelenergie könnte beim Start zur Absicherung qualitätsüberschreitender Gastransporte stark zunehmen. Um den Bilanzkreisnetzbetreibern (BKN) den Handel von lokaler Regelenergie (insbesondere L-Gas) zu ermöglichen, könnte die EEX eine marktpreisbasierte Lösung bereitstellen.

Bei sinkender Verfügbarkeit von L-Gas wird die Installation zusätzlicher Misch- und Konvertierungsanlagen langfristig unvermeidbar sein, da die vollständige Umstellung der L-Gas-Marktgebiete auf H-Gas erst bei stark reduzierter L-Gas-Verfügbarkeit wirtschaftlich sinnvoll ist (siehe auch III. Zur dauerhaften Umstellung von L- auf H-Gas).

In welchem Verhältnis sollten insbesondere der Einsatz technischer Maßnahmen (wie z. B. Bau und Betrieb von Misch- bzw. Konvertierungsanlagen oder erweiterte Zuordnung von Speichern zum Netzbetrieb) und kommerzieller Maßnahmen (z. B. Swap-Geschäfte, Lastflusszusagen, Regelenergie) zueinander stehen?

Kommerzielle Maßnahmen könnten vorrangig eingesetzt werden, solange diese gegenüber technischen Maßnahmen zu geringeren Kosten führen. Dazu zählen insbesondere:

- Bestehende Misch- und Konvertierungsanlagen könnten, soweit der BKN darauf Zugriff hat, nachrangig zum Regelenergiehandel am VHP eingesetzt werden.

- Neu zu errichtende Misch- und Konvertierungsanlagen könnten durch den BKN, bei zu hohen Kosten für kommerzielle Maßnahmen, eingesetzt werden.

- Speichern sollen nicht dem Netzbetrieb, sondern vielmehr dem Handel zugeordnet werden und indirekt über Regelenergie oder Lastflusszusagen zur Netzstabilität beitragen.

Ist das Verhältnis zwischen technischen und kommerziellen Maßnahmen anders zu gewichten, soweit es sich bei kommerziellen Produkten um rein leistungspreisbasierte Angebote handelt?

Ja, leistungspreisbasierte Angebote (z.B. für Lastflusszusagen) entsprechen nicht mehr den Marktgegebenheiten. Leistungspreise könnten mit den spezifischen Kosten für einen alternativen Neubau von Konvertierungsanlagen verglichen werden.

3. Welcher Zeitaufwand ist für die Bildung eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes insgesamt erforderlich?

- a) Auf Basis kommerzieller Maßnahmen: Die EEX teilt die in den Stellungnahmen von EGT und Gasunie getroffenen Annahmen.
- b) Auf Basis technischer Maßnahmen, insbesondere im Falle der Notwendigkeit von Neuinvestitionen: Die EEX teilt die in den Stellungnahmen von EGT und Gasunie getroffenen Annahmen.

4. Wie sollte der virtuelle Handelspunkt ausgestaltet sein, um einen möglichst liquiden Handel zu ermöglichen?

Folgende Aspekte sind aus Sicht der EEX wesentlich für die Ausgestaltung des VHP:

- Präferenz für qualitätsübergreifenden Handel an einem einzelnen VHP.
- Ein Preissignal könnte qualitätsunabhängig für das gesamte Marktgebiet gelten.
- Liquidität und Anzahl der Handelsteilnehmer am VHP sollten nicht gasqualitätsspezifisch aufgeteilt werden.
- Qualitätsübergreifender Handel am VHP und darin tätige Marktteilnehmer sollten nicht durch explizite Zusatzgebühren (z. B. Konvertierungsentgelt) gegenüber dem Handel in einer Gasqualität diskriminiert werden.

5. Welche missbräuchlichen Arbitragemöglichkeiten eröffnet die Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete und mit welchen Mitteln können solche Arbitragegeschäfte effizient verhindert werden?

Allgemein könnte ein strategisches Verhalten der wenigen Marktteilnehmer im illiquiden L-Gasmarkt zu hohen Kosten bei lokalem Regelenergieeinsatz bzw. lokalen gasspezifischen Lastflusszusagen führen. Strategisches Verhalten lässt sich ex-post durch eine zeitnahe Auswertung der Preissignale durch BKN und BNetzA analysieren und ggf. mittelfristig mit dem Neubau von Konvertierungs-/Mischanlagen begrenzen. Einen weiteren Beitrag kann die EEX leisten, um in Zusammenarbeit mit den BKN missbräuchliche Arbitragegeschäfte zu verhindern.

Folgende Arbitragemöglichkeiten könnten, wie bereits durch Gasunie und EGT analysiert, auftreten:

- a) Strategischer Speichereinsatz: (mehrmaliges Verschieben von Gas zwischen H- und L-Gasspeichern zur Gewinnmaximierung über Regelenergie):

Handelsteilnehmer mit Speicherkapazitäten im vormals getrennten H- und L-Gasmarktgebiet könnten durch strategischen Speichereinsatz einen qualitätsübergreifenden Gastransport durchführen und dadurch einen Regelenergieeinsatz oder Lastflusszusagen erzwingen. Diese wiederum könnten dann, speziell bei L-Gas, möglicherweise nur von den gleichen oder mit in den Speichereinsatz involvierten Marktparteien erbracht werden und führen zu einer Gewinnmaximierung aus dem selbst verursachten Regelenergiegeschäft.

- b) Strategische Marktverschiebung: (Anbieten von Gas unter Marktpreis im Marktgebiet unter Berücksichtigung von Regelenergieerlösen):

Handelsteilnehmer mit Gasaufkommen bzw. Gasabsatz im vormals getrennten H- und L-Gasmarktgebiet könnten durch einen qualitätsübergreifenden Gastransport eine Quersubventionierung (Zusatzerlös) aus dem selbst verursachten Regelenergiehandel erwirtschaften und diese Zusatzerlöse bereits bei der Angebotslegung berücksichtigen und unter Marktpreis anbieten. Das eigentliche Geschäft könnte auch ohne qualitätsübergreifenden Gastransport stattfinden, weil der Handelsteilnehmer oder involvierte Marktparteien bereits ausreichend Gas in der gewünschten Abnahmequalität für das Handelsgeschäft besitzen.

- 6. Ist es erforderlich, für qualitätsüberschreitende Gastransporte ein gesondertes Entgelt zu erheben? Wenn ja, wie sollte dieses Entgelt strukturiert sein? Welche Kosten sollte dieses Entgelt abdecken und in welchem System (Netzentgeltgenehmigung, Regelenenergieumlage, Sonstiger Umlagetopf) sollte es erhoben werden?**

Nein, für qualitätsüberschreitende Gastransporte sollte kein gesondertes Entgelt erheben werden. Eine breite Sozialisierung der Kosten über alle Transportkunden gewährleistet gasqualitätsunabhängig Diskriminierungsfreiheit und fairen Wettbewerb. Ein „Eintrittsentgelt“ für eine andere Gasqualität im selben Marktgebiet verzerrt den Marktpreis.

- 7. Wie ist die Netzstabilität zu gewährleisten, wenn die Winterleistungsspitze bei den Letztverbrauchern im L-Gas-Bereich des Marktgebietes angesichts der sinkenden Jahresbandlieferung der inländischen Produktion nicht mehr abgedeckt werden kann?**

Siehe hierzu I. Zur Modellgestaltung, Frage 2.

Erscheint es sachgerecht, in diesem Fall Speicher in netzzugehörige Speicher umzuwandeln?

Das ist aus Sicht der EEX nicht sachgerecht. Speicher sind Handelsinstrumente und können indirekt über Regelenenergiehändler bzw. über Lastflusszusagen dem Netz Flexibilität bereitstellen.

Wenn ja, wie und in welcher Bedarfshöhe ist dies umzusetzen?

Entfällt.

Benennen Sie ggf. alternative Lösungsansätze.

Zur Gewährleistung der Netzstabilität bei den BKN könnte die EEX den Handel von lokaler Regelenenergie (insbesondere L-Gas) marktpreisbasiert ermöglichen.

- 8. Wie wirkt sich die Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete auf die weitere Integration der europäischen Gasmärkte aus?**

Positiv, die beiden deutschen Gasmarktgebiete NCG und GASPOOL sind die Keimzellen für einen grenzüberschreitenden europäischen Gashandel. Durch Liquiditätszuwachs, vereinfachten qualitätsübergreifenden Gashandel und Wettbewerb, vergrößerte qualitätsübergreifende Gasabsatzgebiete und die Konzentration von Handelsteilnehmern auf zwei virtuelle Handlungspunkte in Deutschland werden internationale Gashändler verstärkt in den qualitätsübergreifenden Marktgebieten agieren.

II. Zur Kosten-Nutzen-Analyse

1. Welche Vorteile ergeben sich durch die Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete für Händler, Transportkunden, Netzbetreiber und Letztverbraucher, insbesondere gegenüber einer rein qualitätseinheitlichen Marktgebietskonsolidierung?

- a) Für Händler/Transportkunden: steigende Liquidität, vereinfachter qualitätsübergreifender Gastransport, Gashandel und Wettbewerb, vergrößerte qualitätsübergreifende Gasabsatzgebiete, Konzentration von Handelsteilnehmer an zwei virtuellen Handelspunkten.
- b) Für Netzbetreiber: steigende Liquidität, größeres Netzgebiet, höhere Anzahl Regelleistungshändler und dadurch vereinfachter Regelleistungshandel, höhere Reputation/Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen europäischen Erdgasmärkten.
- c) Für Letztverbraucher: stärkerer Wettbewerb um Endkunden durch größere Anzahl von Anbietern; Endkundenpreise werden sich an Marktpreisen orientieren, die sich aus dem Gas-zu-Gas Wettbewerb am VHP ergeben; neue kundenspezifische und gasqualitätsunabhängige Geschäftsmodelle werden entstehen.

2. Ergeben sich bei der Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete Auswirkungen auf den Fortbestand frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten an den Marktgebietsgrenzen bzw. Grenzkopplungspunkten? Wenn ja, welche und wie können negative Auswirkungen effizient behoben werden?

Sollten die BNK negative Auswirkungen auf den Fortbestand frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten an den Marktgebietsgrenzen bzw. Grenzkopplungspunkten sehen, könnten diese in der unter I., Frage 2 genannten Reihenfolge effizient behoben werden.

3. Welche Kosten entstehen durch Bildung und Betrieb eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes (z.B. Investitionskosten, Betriebskosten) einmalig oder fortlaufend? Wie ist die Höhe der Kosten einzuschätzen im Vergleich zu alternativ möglichen qualitätseinheitlichen Zusammenlegungsszenarien?

Eine detaillierte Betrachtung der Entstehung und Höhe von Kosten aus der qualitätsübergreifenden Marktgebietszusammenlegung kann nur von den Netzbetreibern erbracht werden. Unter Zuhilfenahme der vorliegenden Stellungnahmen von EGT und Gasunie ist die von beiden Parteien favorisierte qualitätsübergreifende Marktgebietszusammenlegung mit geringeren Kosten verbunden als eine qualitätseinheitliche Zusammenlegung.

4. Wie sollten die mit dem Betrieb des qualitätsübergreifenden Marktgebietes zusätzlich entstehenden Kosten angemessen und diskriminierungsfrei allokiert werden?

Zusätzlich entstehende Kosten können über alle Transportkunden qualitätsunabhängig sozialisiert werden. Dadurch wären Diskriminierungsfreiheit und fairer Wettbewerb qualitätsunabhängig zwischen den Gashändlern im Marktgebiet sichergestellt.

III. Zur dauerhaften Umstellung von L- auf H-Gas

1. Unter welchen Voraussetzungen sollte die Umstellung eines L-Gas-Netzbereiches auf H-Gas erfolgen? Welche Preis-Parameter sollten für die Umstellungsentscheidung relevant sein? Sind sonstige Parameter für die Umstellungsentscheidung heranzuziehen? Wenn ja, welche?

Eine Umstellung eines L-Gas-Netzbereiches auf H-Gas könnte aus marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten (Kosten) unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit erfolgen.

Folgende Indizien könnten für eine Umstellung sprechen:

- L-Gas Netzbereich kann nicht mehr komplett durch L-Gas versorgt werden.
- Regelenergievolumen und Lastflusszusagen zur Gewährleistung des qualitätsübergreifenden Gastransports sind nicht ausreichend.
- Kosten für Regelenergievolumen und Lastflusszusagen zur Gewährleistung des qualitätsübergreifenden Gastransports sind höher als die für eine Umstellung.
- Bepreisung von Regelenergie und Lastflusszusagen zur Gewährleistung des qualitätsübergreifenden Gastransports erfolgt mit Leistungspreisen.
- Anzahl der Anbieter von lokaler Regelenergie ist dauerhaft kleiner als (z.B.) 3.
- Anzahl der Anbieter von lokalen Lastflusszusagen ist dauerhaft kleiner als (z.B.) 3.
- Feststellen einer missbräuchlichen Nutzung der Regelenergie bzw. von Lastflusszusagen (Feststellung bspw. durch BNetzA).

2. Wie sollte ein Kostenmonitoring strukturiert sein, um transparente und belastbare Signale für eine Umstellungsentscheidung liefern zu können?

Beim Kostenmonitoring als Teil der Entscheidungsfindung könnten kontinuierlich die lokalen Regelenergiepreise mit Regelenergiepreisen am VHP verglichen werden, um starke Verzerrungen sofort festzustellen. Alternativ können die spezifischen Kosten einer Konvertierungsanlage (Investitions- und Betriebskosten) mit den Regelenergiepreisen zur Gewährleistung des qualitätsübergreifenden Gastransports verglichen werden.

3. Wer sollte die Umstellungsentscheidung treffen?

Die Entscheidung sollte nach vorausgegangener Zustimmung durch die BNetzA bei den BKN liegen.

Welche Verfahrenselemente z.B. im Hinblick auf notwendige Vorlaufzeiten oder die Mitwirkung der betroffenen Marktbeteiligten sind dabei einzuhalten?

Notwendige Vorlaufzeiten könnten die involvierten Netzbetreiber untereinander unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten abstimmen und kommunizieren.

Sollte einzelnen Marktbeteiligten (z.B. Ausspeisenetzbetreibern, Transportkunden oder Letztverbrauchern) im Hinblick auf die Umstellungsentscheidung ein Veto-Recht zukommen? Wenn ja, warum und unter welchen Voraussetzungen?

Umstellungsentscheidungen sollten immer ausreichend abgestimmt sein.

4. Wäre es sinnvoll, dass der für die Umstellungsentscheidung Verantwortliche eine Prioritätenliste führt und veröffentlicht, aus der sich die Reihenfolge der umzustellenden Netzgebiete ergibt?

Ja, die Führung einer solchen Prioritätenliste könnte den Marktparteien Planungs- und Investitionssicherheit geben.

Könnte mit Blick auf die Liste die Vorlaufzeit für die Ankündigung einer Umstellung verkürzt werden?

Eine Prioritätenliste könnte, insbesondere vor dem Hintergrund möglicher in der Zukunft anstehender Investitionen, zu einer schnelleren Umstellung führen.

5. Welche Kosten entstehen bei der Umstellung des Netzgebietes? Wie sollten diese angemessen und diskriminierungsfrei allokiert werden?

Eine detaillierte Betrachtung von Entstehung und Höhe von Kosten aus der Netzgebietsumstellung kann nur von den Netzbetreibern erbracht werden. Zusätzlich entstehende Kosten könnten über alle Transportkunden im Marktgebiet qualitätsunabhängig sozialisiert werden.

6. Mit welchen Mitteln ist während der Umstellungsphase die Ableitbarkeit der verbliebenen inländischen L-Gas-Produktion sicherzustellen?

Während der Umstellungsphase könnten folgende Maßnahmen zur Ableitung greifen:

- Zumischung von L-Gas in hochkalorisches Gas unter Wahrung der in DVGW G 260 vorgegebenen Bandbreite.
- Einsatz von verbleibenden L-Gasmengen für den Regelenergiehandel.
- Vermarktung von residualen L-Gasmengen zu Marktpreisen am VHP TTF.

KONTAKT

Als Ansprechpartner stehen Ihnen zur Verfügung:

Sirko Beidatsch
Business Development
sirko.beidatsch@eex.com
0341 2156-223

Robert Gersdorf
Political Communications
robert.gersdorf@eex.com
0341 2156-218