



EFET Deutschland - Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V.

Flottwellstraße 4-5
10785 Berlin

Tel: +49 30 2655 78 24

Fax: +49 30 2655 78 25

www.efet-d.org

de@efet.org

EFET Deutschland, Flottwellstraße 4-5, 10785 Berlin

An die Monopolkommission

Bereich Energiewirtschaft

Frau Dr. Andrea Schweinsberg

Heilsbachstraße 16

53123 Bonn

Berlin, den 22.10.2010

Stellungnahme zur Vorbereitung eines Sondergutachtens gemäß § 62 Abs. 1 EnWG – Gas

Fragebogen

I. Erdgasmärkte

1. Energieträger Gas

I. 1. a) Wie schätzen Sie den zukünftigen Stellenwert des Energieträgers Erdgas ein? Gibt es einen Weltmarkt für Erdgas? Welche Rolle kommt dem LNG zu und welche Faktoren stellen sich für seinen Erfolg als kritisch dar? Welche Erwartungen haben Sie hinsichtlich der Entwicklung von Biogas und seiner Marktfähigkeit?

Erdgas hat durch seinen niedrigen Kohlendioxidausstoß und seine hohen Wirkungsgrade in technischen Anwendungen die günstigste Kohlendioxidbilanz. Es ist somit der ideale Partner der erneuerbaren Energien. Moderne Erdgaskraftwerke sind darüber hinaus am besten geeignet, die durch die verstärkte Einspeisung von erneuerbaren Energien entstehenden Schwankungen in der Stromerzeugung bei geringen Wirkungsgradverlusten auszugleichen. Schnell zu- und abschaltbare Kraftwerke werden in Zukunft verstärkt zur sicheren Stromerzeugung notwendig sein. Damit wird Erdgas mittelfristig eine zunehmend bedeutendere Rolle als Energieträger in Deutschland und Europa spielen.

Bei LNG handelt es sich um eine global gehandelte Commodity. Die Entwicklung der Preise für LNG führte in den letzten beiden Jahren zu seiner Konkurrenzfähigkeit gegenüber leitungsgebundenem Erdgas und hat insofern auch den Erdgasmarkt an sich globalisiert. Insofern existiert also ein Weltmarkt für Erdgas.

Bio-Erdgas ist ein erneuerbarer, klimaneutraler Energieträger, der vielseitig einsetzbar, vor allem aber speicherbar ist. Dadurch kann ein erheblicher Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.

2. Energiepolitik: Wie bewerten Sie die Konsistenz der Energiepolitik in Deutschland? Gibt es (neue) Regelungen, die Sie dazu anhalten, Ihre ursprüngliche unternehmerische Strategie zu überdenken?

- bleibt unbeantwortet -

II. Regulierungspraxis

1. Anreizregulierung: Welche Erfahrungen haben Sie mit der Arbeit der Regulierungsbehörden in Hinblick auf die Anreizregulierung gemacht? Werden nach Ihrer Auffassung Investitionen in den Ausbau der Netze in ausreichendem Umfang berücksichtigt?

Aus Sicht der Netznutzer und Investoren von Infrastruktur (beispielsweise Gaskraftwerke oder Gasspeicher) stellt sich die Anreizregulierung als sehr komplex und nicht unbedingt durchschaubar dar. Insbesondere ist die für die kommerziellen Entscheidungen hochwichtige Abschätzung, welche Höhe Transportentgelte zukünftig haben werden, nahezu unmöglich.

Speziell für neue Marktteilnehmer, die noch nicht über diversifizierte Portfolios verfügen und damit nicht in der Lage sind, Veränderungen zu absorbieren, stellt dies ein gravierendes Problem dar.

Wie komplex die Regulierungspraxis tatsächlich ist, zeigt sich auch in der jüngst erfolgten Ankündigung der Bundesnetzagentur, für die zweite Regulierungsperiode, die mit dem Stichtag 1.1.2013 beginnt, jetzt im Herbst 2010 mit der Datenerhebung zu beginnen.

Gerade im Zusammenhang mit der Integrated Open Season (IOS), die von Gasunie Deutschland (GUD) in Verbindung mit deren Muttergesellschaft Gas Transport Services (GTS) aus den Niederlanden abgehalten wird, hat sich gezeigt, dass Investitionen in Transportkapazität verzögert werden, obwohl seitens der Netznutzer einseitige Verpflichtungen vorliegen, diese Kapazitäten zu beinahe jedem Preis auch zu übernehmen, so sie denn gebaut werden. Von GUD wurde dabei eben die Anreizregulierung als Grund angeführt, dass für Neuinvestitionen nicht die zugesicherten Gewinne erzielbar seien. Im Zuge der Implementierung der neuen Gasnetzzugangsverordnung wurden zwar auch Änderungen an der Anreizregulierung getätigt, aber laut der Netzbetreiber seien auch damit noch nicht die Mindestverzinsungen erreichbar, weil nun noch das Benchmarking nachgebessert werden müsse. Eine endgültige Entscheidung zum Kapazitätsausbau in der IOS steht also weiterhin aus. Wir erwarten daher, dass weitere Änderungen am System erfolgen. Aber gerade durch diese häufigen Änderungen zeigt sich die Anreizregulierung für den Netznutzer als wenig transparent.

2. Gasnetzzugangsverordnung: Wie bewerten Sie die Neufassung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)? Sehen Sie in der Neufassung einen grundlegenden Wendepunkt für die Entwicklung des Gasmarktes? Werden mehr wettbewerbliche Strukturen geschaffen?

Die GasNZV weist den Weg in Richtung Wettbewerb in allen Ebenen des Gasmarktes. Jedoch ist eine Novelle der Novelle der GasNZV nach einer Änderung des EnWG eventuell erforderlich.

Für EFET Deutschland ist fraglich, warum eine Veränderung der GasNZV (= Verordnung) noch vor einer abzusehenden Novelle des EnWG stattgefunden hat. Die GasNZV darf dem EnWG im Inhalt nicht entgegenstehen. Im EnWG müssten andererseits im Bereich Kapazitätszuteilung ggf. noch Anpassungen getroffen werden, damit alle Regelungen in der GasNZV auch für alle Marktteilnehmer gelten (Stichwort hier ist die Behandlung gültiger Kapazitätsverträge).

Als positiv erachtet EFET Deutschland die mit der GasNZV eingeführten marktbasierenden Allokationen von knappen Kapazitäten in Form von Auktionen (Zuteilung von Ein- und Ausspeisekapazität, siehe § 12). Dass die GasNZV-Novelle im Engpassfall eine vollständige Auktion der Kapazitäten vorschreibt, und nicht mehr zum größten Teil ein First-Come-First-Served-Verfahren, ist ein großer Fortschritt. Wichtig ist aus Liquiditätsgründen, dass bei physikalischen Engpässen gewonnene Auktionserlöse ausschließlich zum Netzausbau am spezifischen Punkt verwendet werden.

Insbesondere die aus §7 Netzkopplungsvertrag geforderte Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern kann einen großen Beitrag zur Kostensenkung für alle Marktteilnehmer darstellen. Aus Handelssicht sind die Optimierung des internen Regelenergieeinsatzes und die Minimierung des externen Regelenergieeinsatzes zu begrüßen. Eine Minderung des bisherigen Standards sollte vermieden werden. Auch das aktuelle EnWG greift diesen Punkt auf und verlangt in § 20 1b Satz 7, dass alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen gemeinsame Vertragsstandards für den Netzzugang entwickeln und alle Kooperationsmöglichkeiten mit anderen Netzbetreibern ausschöpfen. Nur unter diesen Voraussetzungen ist eine weitestgehende Reduzierung von Teilnetzen und Bilanzzonen möglich, mit der eine Verminderung von Regelenergieeinsätzen einhergeht.

Neben den Regelenergiemöglichkeiten ist auch die durch die GasNZV stattfindende Vereinheitlichung von Kapazitätsprodukten ein essentieller Schritt zu mehr Liquidität und Wettbewerb. Die Standardprodukte von Primär- und Sekundärmarkt müssen einheitlich und kompatibel sein. EFET Deutschland sieht die Netzbetreiber in einer entscheidenden Rolle, um einen einheitlichen Primärkapazitätshandel aufzubauen und den Sekundärhandel zu erleichtern. Bezogen auf den Primärmarkt ist eine einheitliche Kapazitätsbuchungsplattform für alle Punkte (One-Stop-Shop) begrüßenswert. Beispiele aus dem Strombereich zeigen, dass eine Zusammenarbeit mehrerer Netzbetreiber mit einheitlichem Außenauftritt sogar grenzüberschreitend funktioniert (Capacity Allocation Service Center Central-Western Europe, kurz CASC CWE). Daher sollte die einzurichtende Primärkapazitätsplattform auch für grenzüberschreitende Kapazitätsbuchungen ausgelegt werden. Die Buchung von untätigen und unterbrechbaren Kapazitäten sollte ebenfalls auf der Primärkapazitätsplattform erfolgen, um die Liquidität zu erhöhen und mehr wettbewerbliche Strukturen zu generieren.

Folgende Punkte sieht EFET Deutschland als Einschränkung eines wettbewerblich organisierten Marktes:

Die GasNZV sieht für den Sekundärmarkt eine einzige Plattform vor, deren Nutzung für die Handelsteilnehmer verpflichtend ist. Das Design von Sekundärmarktprodukten ist aber Aufgabe der Marktparteien. Es gibt keinen Grund für die Einrichtung eines Monopols per Rechtsverordnung. Eine verpflichtende Nutzung von Netzbetreiberplattformen beim Sekundärhandel ist nicht wünschenswert. In diesem Zusammenhang ist es zwingend notwendig, dass es keinerlei Einschränkungen in Bezug auf den bestehenden OTC-Handel gibt. Der OTC-Handel erlaubt Innovationen und verstärkt die Flexibilität der Transportkunden. Eine wettbewerbliche Vermarktung über verschiedene Anbieter von Plattformen, Börsen oder über bilateralen Handel fördert die Entwicklung des Sekundärmarkts. Unabhängig von der Monopolisierung der Handelsplattform ist eine Regulierung des Preises für Sekundärkapazität in eben dieser Plattform als wettbewerbsrechtlich und –ökonomisch nicht zu rechtfertigen. Der Preis für Sekundärkapazität sollte sich durch Angebot und Nachfrage bilden.

3. Marktgebiete: Gibt es aus Ihrer Sicht technische, rechtliche und ökonomische Schwierigkeiten, die aktuell einer weiteren Zusammenlegung der Marktgebiete entgegenstehen?

Die Schaffung eines Marktgebiets für den gesamten deutschen Gasmarkt ist aus Sicht von EFET Deutschland oberstes Ziel.

Nicht zu verachten sind aber ökonomische Schwierigkeiten, die bei einer weiteren Zusammenlegung auftreten können. Generell sollte eine Marktgebietsintegration unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz betrachtet werden. Die Reduzierung von Einspeisekapazität darf bei der Zusammenlegung allenfalls als letzte Maßnahme zur Ermöglichung in Betracht gezogen werden. Regelenergiekosten- und Lastflusszusagenminimierung müssen in die Entscheidung miteinfließen.

Die Kosten einer Marktgebietszusammenlegung sollten auf alle Marktteilnehmer über Regelenergieumlage und Netzentgelte umgelegt werden, da alle Marktparteien in dem neuen Marktgebiet und insgesamt im deutschen Markt durch die erhöhte Liquidität profitieren. Da weder spezifische Gewinner noch einzelne Kostenverursacher identifiziert werden können, müssen die durch die Zusammenlegung anfallenden Kosten wie bereits beschrieben gewälzt werden.

Kostentransparenz ist hierbei wichtig, damit ein kostenminimierendes Handeln der Netzbetreiber nachprüfbar ist. EFET Deutschland fordert daher ein Monitoring der Bundesnetzagentur mit gleichzeitiger umgehender Veröffentlichung aller relevanten Daten (Kosten für Regelenergie, Lastflusszusagen, Konvertierung und netzseitige Umstellungskosten).

Weitere ökonomische und technische Schwierigkeiten sollten im Fall von L-Gas berücksichtigt werden. Zu vermeiden sind Misch- bzw. Konvertierungsanlagen, die L-Gas künstlich am Leben erhalten. Sinnvoller erscheint der schrittweise Rückbau des L-Gasgebiets. Durch qualitätsübergreifende Marktgebiete wäre eine Integration des deutschen Gasnetzes ins europäische Gesamtgasnetz einfacher. Der Sonderfall L-Gas, welches in dieser Form in anderen Ländern gar nicht existiert, entfällt. Gas wird nur noch nach Energiemenge gehandelt. Somit käme Deutschland auf europäischen Standard.

Nicht nur, aber insbesondere im Zusammenhang mit der Marktgebietszusammenlegung muss gewährleistet sein, dass Bilanzkreisverträge strikt eingehalten werden. Die Bundesnetzagentur sollte verbindliche und praktikable Vorgaben treffen, um ein missbräuchliches und unter Umständen regelenergieauslösendes Verhalten von Netznutzern zu sanktionieren.

4. GABi Gas: Wie beurteilen Sie jetzt, nach Ablauf von fast zwei Gaswirtschaftsjahren, das neue Bilanzierungsregime? Welche Erfahrungen haben Sie gemacht? Konnte ein funktionsfähiger Regel- und Ausgleichsenergiemarkt geschaffen werden?

GABi Gas hat unzweifelhaft zu einer Senkung der Markteintrittsbarrieren insbesondere auf dem Haushaltskundenmarkt geführt. Durch die Verlagerung untertägiger Aktivität zum Ausgleich von Ein- und Ausspeisungen vom einzelnen Bilanzkreisverantwortlichen auf den Marktgebietsverantwortlichen bzw. den Netzbetreiber konnten Transaktionskosten – insbesondere Flexibilitätskosten – für neue Energieanbieter spürbar gesenkt und damit der Wettbewerb deutlich belebt werden.

Allerdings hat GABi Gas auch zu unverhältnismäßig hohen Regelenergiekosten geführt. Hierfür dürfte es im Wesentlichen zwei Gründe geben: Zum einen die mangelhafte Steuerung der Standardlastprofile durch die Ausspeisenetzbetreiber, zum anderen die im Vergleich zum Spotmarkt verhältnismäßig hohen Beschaffungskosten der Marktgebietsverantwortlichen auf den Ausschreibungsplattformen. Beide Missstände könnten und sollten durch die Schaffung eines Anreizes für Netzbetreiber zu möglichst ausgeglichenen Netzkonten einerseits und zu möglichst spotmarktpreisnahen Beschaffungskosten andererseits behoben werden. Denn Ausspeisenetzbetreiber definieren durch die Allokation von Standardlastprofilen die vom BKV in den Bilanzkreis einzuspeisende Liefermenge. Bei Abweichungen zwischen Allokation und echter Liefermenge trägt der BKV das Risiko für das Preisdelta zwischen Beschaffungspreis und Mehr-/Mindermengen-Preis. Der ANB wird nicht finanziell motiviert, eine der Ausspeisung sehr nahekommende SLP-Allokation vorzunehmen. Kosten, die aus dem Handeln des ANB entstehen, werden entweder dem BKV aufgebürdet oder über die Regelenergieumlage (REU) sozialisiert. Von daher ist es aus Händlersicht notwendig, dass die Abrechnung der Netzkonten zu erfolgen hat.

Die Einräumung einer regelenergieverursachenden Toleranz für RLMoT Belieferungen in Höhe von 5% durch die GasNZV ist in diesem Zusammenhang jedenfalls kontraproduktiv.

Ein funktionsfähiger Regel- und Ausgleichsenergiemarkt hingegen konnte allenfalls im Ansatz geschaffen werden. Ein solcher Markt ist naturgemäß ein untertägiger Markt. Da die Ermöglichung von Tagesbändern eine untertägige Aktivität der Netznutzer aber gerade überflüssig macht, entsteht kein untertägiger Markt. Entstanden ist in einigen Marktgebieten lediglich ein einseitiger Markt, auf dem Marktgebietsverantwortliche Regelenergie ein- und verkaufen. Seine Funktionsfähigkeit und Wettbewerbsintensität hängt vor allem mit der Langfristigkeit von Angeboten und der nachgefragten Losgröße zusammen: Je kürzer und geringer, desto wettbewerblicher. Auch insofern könnte die Anerkennung von Beschaffungskosten und die Einbeziehung von entsprechenden Erlösen als kostenmindernd durch die BNetzA, etwa im Rahmen eines Bands um den jeweiligen Spotmarktpreis, einen Anreiz für Marktgebietsverantwortliche setzen, die Regelenergiebeschaffung zunehmend an die Börse zu verlagern.

5. Kapazitätssituation: Sehen Sie einen weiteren Bedarf zur Etablierung von transparenten und diskriminierungsfreien Marktregeln beim Netzzugang? Welche Impulse für den deutschen Gasmarkt erwarten Sie in diesem Zusammenhang von dem von der Bundesnetzagentur eingeleiteten Verfahren zur Neugestaltung des Kapazitätsmanagement? Sehen Sie eine unangemessene Beeinträchtigung bestehender Aktivitäten oder auch die Möglichkeiten neuer Geschäftsmodelle?

Das Thema Kapazität - und damit verbunden die Maßnahmen zum Engpassmanagement - ist im Bezug auf die wettbewerbliche Weiterentwicklung des Gasmarktes sowohl in Deutschland als auch in Europa (siehe Draft Framework Guideline on CAM und das Komitologieverfahren zu Engpassmanagement) ein sehr wichtiges Thema. An der fairen Ausgestaltung der Marktspielregeln in diesem Bereich entscheidet sich letztlich, ob mehr Marktteilnehmer am Gasmarkt teilnehmen können. Grundsätzlich ist EFET Deutschland überzeugt, dass nur auf der Grundlage von gleichen Marktspielregeln für alle Teilnehmer am Markt ein fairer Wettbewerb entstehen kann.

Die Novelle der GasNZV und das Verfahren zur Neugestaltung des Kapazitätsmanagements der Bundesnetzagentur gehen aus Händlersicht prinzipiell in die richtige Richtung. Die GasNZV entwickelt ein Konzept für die marktbasierete Vergabe von Kapazitäten und legt gleichzeitig neue Maßstäbe an Engpassmanagementmaßnahmen. Gleichzeitig wird eine Aufteilung von Laufzeiten von Kapazitäten an einzelnen Punkten festgelegt. Auf der Grundlage des derzeit gültigen EnWG ist es jedoch nicht möglich, alle Maßnahmen gleichermaßen für alle Marktteilnehmer wirken zu lassen. Hier muss der Gesetzgeber bei der EnWG-Novelle darauf achten, dass dieses Ungleichgewicht beseitigt wird, da es ansonsten zu massiven Ungleichgewichten im Markt kommt.

6. Flanschhandel: Die Einleitungsverfügung der Bundesnetzagentur zum Festlegungsverfahren zum Kapazitätsmanagement sieht vor, dass Netzkoppelpunkte zwischen Marktgebieten und an den Grenzen zu anderen Staaten zu einheitlichen Buchungspunkten zusammenzufassen sind. Wie stehen Sie zu diesen Regelungen? Welche Konsequenzen ergeben sich aus Ihrer Sicht aus der Zusammenfassung von korrespondierenden Ein- und Ausspeisepunkten zwischen Fernleitungsnetzbetreibern? Welche Vor- und Nachteile hat die Möglichkeit des Handels am Flansch und welche Wirkungen erwarten Sie von einem Wegfall dieser?

Eine vollständige Bündelung von Entry- und Exitkapazitäten an einem Punkt stellt einen unverhältnismäßigen Markteingriff dar. Die Marktteilnehmer sollten die Wahl haben zwischen getrennten Entry- und Exit-Buchungen und Bündelprodukten, da sie hierdurch flexibler agieren können. Wettbewerbslich sinnvoll sind parallele Handelsmöglichkeiten über den Hub und am Flansch.

7. Sonstiges: Welche (weiteren) Problemfelder der Regulierung bestehen aus Ihrer Sicht auf den Märkten der leitungsgelagerten Versorgung mit Gas?

Ein grundsätzliches Problem für den grenzüberschreitenden Handel von und nach Deutschland ist die bisher unzureichende Harmonisierung der nationalen Marktbedingungen, d.h. den gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben. Wir erwarten hier konkrete Fortschritte in Folge der zurzeit in der Vorbereitung befindlichen Framework Guidelines / Network Codes, insbesondere zur Kapazitätsallokation, Engpassmanagement und zur Bilanzierung. Auch aus diesem Grund begrüßen wir die Schaffung von ACER ausdrücklich. Wichtig ist allerdings, dass es zu keinen Parallelstrukturen auf nationaler und europäischer Ebene kommt und die Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden – auch in Abgrenzung zu den Wettbewerbsbehörden – klarer getrennt werden.

III. Der Netzebene vor- und nachgelagerte Märkte

1. Großhandel: Wie bewerten Sie die Liquidität des Großhandelsmarktes? Hat sich diesbezüglich etwas in den vergangenen zwei Jahren verändert? Wie attraktiv ist die Börse als Handelsplatz und was trägt zu dieser Einschätzung bei?

Das Handelsvolumen an den deutschen Spot- und Terminmärkten insgesamt (OTC) hat sich im Gaswirtschaftsjahr 2009/10 auf 574 TWh und damit um mehr als 35% gegenüber dem Vorjahr gesteigert. NetConnect Germany hat mit einem durchschnittlichen monatlichen Volumen von 38 TWh (zum Vergleich: Gaspool 10 TWh) eine eindeutig führende Stellung inne. Zu dieser Entwicklung hat wesentlich die Integration der Marktgebiete der bayernets, Eni Gas Transport Deutschland S.p.A., E.ON Gastransport, GRTgaz Deutschland und GVS Netz in NCG einerseits und von Gasunie Deutschland, ONTRAS - VNG Gastransport, WINGAS TRANSPORT sowie StatoilHydro Deutschland und DONG Energy Pipelines andererseits zu GASPOOL zum Start des Gaswirtschaftsjahres 2009/10 beigetragen.

Auch der Börsenhandel mit Gas, wenngleich im Hinblick auf Handelsvolumina erst schwach entwickelt, trägt wesentlich zur Liquidität im Energiemarkt bei und fördert den Wettbewerb. Hervorzuheben ist aber unabhängig von den gehandelten Volumina die Rolle, die die Börse bei der Entwicklung des Marktes spielt: Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang der Schritt von NCG zum untertägigen Einkauf von Regelenergie über den Within-Day-Markt der EEX seit März 2010. Dieser Regelenergieeinkauf hat den für die Preisgestaltung insgesamt wichtigen untertägigen Markt in Deutschland erst geschaffen. Die Börse dient zudem als wichtige Referenz für das OTC-Geschäft.

2. Gaslieferverträge: Wie beurteilen Sie die Entscheidung des Bundeskartellamtes, dass Ferngasunternehmen ab dem 1. Oktober 2010 wieder langfristige Gaslieferverträge anbieten dürfen und damit keine Verlängerung der Untersagung aus dem Jahr 2006 vorgenommen wird?

- bleibt unbeantwortet -

3. Rekommunalisierung: Sind Sie der Auffassung, dass die in den vergangenen Monaten thematisierte vermehrte Rückführung der Energieversorgung in kommunale Hand einen Trend darstellt? Welche Motive sind damit Ihrer Meinung nach verbunden.

- bleibt unbeantwortet -

4. Wechselverhalten: Sehen Sie eine Wechselbereitschaft auf den Endkundenmärkten? Wie unterscheiden sie Haushalts- und Gewerbekunden in ihrem Wechselverhalten? Funktionieren die Wechselprozesse nach Ihren Erfahrungen einwandfrei oder gibt es Probleme beim Übergang?

- bleibt unbeantwortet -

5. Sonstiges: Welche (weiteren) Probleme sehen Sie auf den der Netzebene vor- und nachgelagerten Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Gas?

- bleibt unbeantwortet -