



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, Flottwellstr. 4 - 5, D-10785 Berlin

**An das
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Referat Öffentlichkeitsarbeit
Scharnhorststr. 34-37
10115 Berlin**

Berlin, den 19.3.2010

**Stellungnahme von EFET Deutschland – Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V.
zum Entwurf einer Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem
Gebiet des Energiewirtschaftsrechts des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Technologie für eine Novelle der Gasnetz Zugangsverordnung**

EFET Deutschland hat den Entwurf der Novelle der GasNZV mit großem Interesse erwartet und freut sich, dazu ausführlicher Stellung nehmen zu können. Wir verstehen unsere Stellungnahme als Impuls für die Verbändeanhörung am 19. März 2010 in Berlin.

Im Hinblick auf unsere Stellungnahme zu den Eckpunkten des BMWi aus dem vergangenen Jahr möchten wir erneut unterstreichen, dass wir alle Aktivitäten zur weiteren Ausgestaltung des Gasmarktes vor dem Hintergrund einer essenziellen Voraussetzung sehen, nämlich der Transparenz des regulierten Netzes. Als Marktteilnehmer müssen wir die Möglichkeit bekommen, das statistische Modell der Netzbetreiber zu verstehen, um unternehmerische Entscheidungen in einer für alle Stakeholder ökonomisch sinnvollen Weise treffen zu können. Der Markt muss verstehen, wie sich Flüsse entwickeln. Dazu brauchen Marktteilnehmer die zentrale Bereitstellung tagesaktueller und historischer Daten der regulierten Infrastruktur über Gasflüsse, verfügbare Kapazitäten, Nominierungen, Buchungen, Netzpuffer und Speicherstände. Eine verpflichtende Veröffentlichung dieser Daten in transparenter, standardisierter, allgemein zugänglicher und maschinenlesbarer Weise im Rahmen der GasNZV regen wir daher dringend an.

Im Folgenden möchten wir uns mit einigen Kernpunkten ausführlicher auseinandersetzen.

Begriffbestimmungen (§ 2)

Der Begriffsbestimmung kommt eine besonders wichtige Rolle zu. Klare Begrifflichkeiten erleichtern die spätere Umsetzung der GasNZV in Form von Festlegungen durch die Bundesnetzagentur. Einige der verwendeten Begrifflichkeiten im Entwurf werden zum Teil unscharf gebraucht, wodurch Rollenverständnisse und Aufgaben der Marktteilnehmer diffus bleiben.

Wir schlagen daher vor, dass die GasNZV die folgenden Begriffe klar definiert und gegebenenfalls voneinander abgrenzt:

- Vertraglicher Engpass
- Physischer Engpass
- Ferngasnetzbetreiber vs. Marktgebietsverantwortlicher
- Bilanzkreisverantwortlicher vs. Transportkunde
- Nominierung
- Renominierung
- Nominierungsersatzverfahren
- Kapazitätsüberlassung

Nach dem Entwurf sollen künftig dem sogenannten „Marktgebietsverantwortlichen“ wesentliche Aufgaben zur Gewährung des Netzzugangs zentral zugewiesen werden. Mit dem „Marktgebietsverantwortlichen“ betritt das Bundeswirtschaftsministerium Neuland – diese neu geschaffene Rolle sollte daher eindeutig nach Funktion und Kompetenzbereich definiert werden, zumal dieser neue Akteur neben den Funktionen des Bilanzkreisnetzbetreibers auch Aufgaben wahrnehmen soll, die bisher dem marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber zugewiesen wurden.

Mindestanforderungen an die Geschäftsbedingungen (§ 4)

Bei den Ein- und Ausspeiseverträgen besteht aus unserer Sicht mit Verweis auf § 14, Abs. 3 bereits in den Geschäftsbedingungen Regelungsbedarf für den Entzug von Kapazitäten im Rahmen des Engpassmanagements, sofern der Vertrag mit einem Ferngasnetzbetreiber geschlossen wird.

Bei den Bilanzkreisverträgen sollte die Pflicht zum Bilanzkreisausgleich – wie sie im § 20, Abs. 3 festgeschrieben ist – in die Mindestanforderungen aufgenommen werden. Hierdurch wird gewährleistet, dass alle Teilnehmer eines Bilanzkreises der Pflicht zum Ausgleich unterliegen.

Registrierung, Sicherheitsleistungen (§ 6)

Der Bonitätsnachweis der Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen sollte einheitlich erfolgen. Die erforderlichen Angaben, die Höhe und ggf. die Erneuerung der Bonitätsprüfung sollten eindeutig geregelt sein.

Netzkopplungsvertrag (§ 7)

Die Ausgestaltung muss in strenger Umsetzung des § 20 Abs. 1b Satz 7 EnWG erfolgen. Aus Handelssicht sind die Optimierung des internen Regelenergieeinsatzes und die Minimierung des externen Regelenergieeinsatzes zu begrüßen. Eine Minderung des bisherigen Standards sollte vermieden werden.

Ermittlung technischer Kapazität (§ 9)

Aus unserer Sicht ist es wichtig, dass die Ermittlung technischer Kapazitäten regelmäßig (z.B. einmal im Monat) stattfindet (vgl. § 15, Abs. 1). Wir brauchen zudem statt einer netzspezifischen eine netzübergreifende Kapazitätsoptimierung. Netzbetreiber sollen also kooperativ dem Markt eine maximale Kapazitätsmenge bereitstellen - es darf nicht um den kleinsten gemeinsamen Nenner gehen. Die Ausgestaltung muss also in strenger Umsetzung des § 20 Abs.1b Satz 8 EnWG erfolgen. Die Ermittlung der Kapazitäten muss dazu führen, dass nicht nur die Kapazitäten im einzelnen Teilnetz,

sondern an allen für Händler buchbaren Ein- und Ausspeisepunkten des jeweiligen Marktgebiets maximiert werden.

Eventuelle Beschränkungen oder Auflagen bezüglich der Zuordenbarkeit von Kapazitäten sollten nicht nur so gering wie möglich gehalten werden, sondern auch mit einer klaren Begrenzung ihrer Dauer versehen werden.

Kapazitätsprodukte (§ 10)

Kapazitätsprodukte sollten sich in zeitlicher und mengenmäßiger Hinsicht an den handelbaren Gasprodukten orientieren. Produkte mit höherer Unterbrechungswahrscheinlichkeit sollten günstiger sein als feste Kapazitäten. Hierzu muss dem Transportkunden eine Abschätzung der Wahrscheinlichkeit möglich werden (vgl. § 37 Transparenzpflichten). In Fällen des § 16 EnWG sollte dem Transportkunden ein Verlagerungsrecht eingeräumt werden.

Es sollte auf eine Übereinstimmung mit der Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zum Kapazitätsmanagement geachtet werden. Zudem sollte auch das „Rest-of-the-day“-Produkt in die Mindestanforderung aufgenommen werden.

Kapazitätsplattformen (§ 11)

EFET Deutschland sieht die Netzbetreiber in einer entscheidenden Rolle, um einen einheitlichen Primärkapazitätshandel aufzubauen und den Sekundärhandel zu erleichtern. Bezogen auf den Primärmarkt fordert EFET eine einheitliche Kapazitätsbuchungsplattform für alle Punkte (One-Stop-Shop). Beispiele aus dem Strom zeigen, dass eine Zusammenarbeit mehrerer Netzbetreiber mit einheitlichem Außenauftritt sogar grenzüberschreitend funktioniert (Capacity Allocation Service Center Central-Western Europe = CASC CWE). Daher sollten die einzurichtende Primärkapazitätsplattform auch für grenzüberschreitende Kapazitätsbuchungen ausgelegt werden.

Die (Standard-)Produkte und Prozesse von Primär- und Sekundärmarkt müssen einheitlich und kompatibel sein. Im Sekundärmarkt spricht sich EFET Deutschland klar gegen eine Preisregulierung aus. Sekundärkapazitätsprodukte werden schließlich nicht von Netzbetreibern, sondern von Marktteilnehmern gehandelt. Das Design von Sekundärmarktprodukten ist zunächst Aufgabe der Marktparteien. Aus diesem Grund sprechen wir uns gegen eine verpflichtende Nutzung von Netzbetreiberplattformen beim Sekundärhandel aus. So sehr wir die Steigerung und Bündelung von Liquidität begrüßen, so sehr sprechen wir uns auch für die Beibehaltung der OTC-Handlungsmöglichkeiten aus – OTC-Handel erlaubt Innovationen und verstärkt die Flexibilität der Transportkunden.

Der Missbrauch im Sinne der Einstellung überhöhter Verkaufspreise kann durch andere Maßnahmen ausgeschlossen werden wie beispielsweise durch die Möglichkeit der Überbuchung seitens des Netzbetreibers bei Kapazitätsbuchungen mit einer Laufzeit, die mehr als einen Tag umfasst. Des Weiteren ist es eine Detaillierung erforderlich, wie lange die Kapazitäten entzogen werden, die mehr als einen Tag Laufzeit beinhalten.

Zuteilung von Ein- und Ausspeisekapazität (§ 12)

Dass die GasNZV-Novelle im Engpassfall eine vollständige Auktion der Kapazitäten vorschreibt, und nicht mehr zum größtem Teil ein First-Come-First-Served-Verfahren, ist ein großer Fortschritt für die effiziente Allokation knapper Kapazitäten.

- Bei *langfristigen* Engpässen: Verwendung von Engpasserlösen primär zur Maximierung von Kapazitäten, dann erst zur Netzentgeltensenkung.
- Bei *physikalischen* Engpässen: Verwendung des Auktionserlöses ausschließlich zum Netzausbau. Fallen Engpasserlöse (aufgrund physischer Engpässe) an Punkt A an, sollen diese Engpasserlöse auch für den Ausbau von Punkt A verwendet werden.

Die Beseitigung vertraglicher Engpässe sollte durch Engpassmaßnahmen und ggf. Überbuchung seitens des Netzbetreibers erfolgen.

Die Buchung von untertäglichen und unterbrechbaren Kapazitäten sollte ebenfalls auf der Primärkapazitätsplattform erfolgen. Es sollten Grundsätze bezüglich der Häufigkeit und der Dauer des Buchungsfensters festgelegt werden.

Vertragslaufzeiten (§ 13)

Wir begrüßen die Reservierung von kurzfristigen Kapazitäten. EFET Deutschland fehlt jedoch eine genaue Beschreibung des Verfahrens. Wie genau wirkt das auf individuelle Shipper? Wie funktioniert die Anpassung bestehender Verträge praktisch? Außerdem fragen wir uns, wie der Wert von 65 Prozent zustande kommt, der nicht zu den in der Sektorenuntersuchung des Bundeskartellamtes geforderten 50 Prozent passt.¹

Freigabepflicht ungenutzter Kapazitäten (§ 14)

EFET Deutschland unterstützt ausdrücklich das Prinzip, dass ungenutzte Kapazität in allen Zeithorizonten freigegeben werden muss. Notwendig ist aus unserer Sicht, dass die Freigabepflicht für alle Verträge (bestehende und neue) gilt.

Das Angebot von nichtgenutzter Kapazitäten als Sekundärkapazitätsprodukt muss als "genutzt" gewertet werden. Wie bereits erläutert, lehnt EFET ein zwangsweises Angebot auf einer Sekundärplattform ab, da grundsätzlich (nachrangig) ein flexibler und innovativer OTC-Handel möglich sein soll. Der Missbrauch im Sinne der Einstellung überhöhter Verkaufspreise kann durch andere Maßnahmen ausgeschlossen werden, wie beispielsweise durch die Möglichkeit der Überbuchung seitens des Netzbetreibers bei Kapazitätsbuchungen mit einer Laufzeit, die größer als einen Tag umfasst. Des Weiteren ist es eine Detaillierung erforderlich, wie lange die Kapazitäten entzogen werden.

¹ Aus der Sektorenanalyse des Bundeskartellamtes vom Dezember 2009:

„Die Laufzeitstruktur der Kapazitätsverträge sollte in Anlehnung an die vom BGH bestätigte Fristenregelung des Bundeskartellamtes für langfristige Gaslieferverträge für jeden relevanten Netzpunkt wie folgt neu geregelt werden:

- Mindestens 20% der technischen Kapazität müssen vom Netzbetreiber für einen Zeitraum bis einschließlich zwei Jahren vergeben werden.

- Maximal 80% der technischen Kapazität dürfen vom Netzbetreiber für einen Zeitraum von mehr als zwei Jahren, jedoch höchstens 50 % für einen Zeitraum von mehr als vier Jahren vergeben werden.“

Im Übrigen geben wir zu Bedenken, dass eine über die europaweit anerkannte 20/80 Regel hinausgehende Dreiteilung der Laufzeiten zu zusätzlichem Abwicklungsaufwand bei den Netzbetreibern führen wird und zudem die Integration der europäischen Erdgasmärkte eher behindern dürfte, so im Hinblick auf ein entsprechend erforderliches rein deutsches Auktionsdesign.

Auf Seiten von EFET Deutschland bestehen grundsätzliche Bedenken gegenüber der Einführung einer Nichtnutzungsgebühr („finanzielle Anreize“). Nichtnutzungsgebühren bilden aus unserer Sicht keinen Anreiz für Transportkunden, feste Kapazitäten effizient zu nutzen. Vielmehr steigert ein solches System die Abwicklungskomplexität für Transportkunden. Unserer Einschätzung nach nutzen Transportkunden ihre Kapazitäten umso effizienter, je stärker Anreize im langfristigen Bereich gesetzt werden. Diese Anreize wirken dann bis in den Day-Ahead- und Intradaybereich. Ist ein Transportkunde auf langfristige Sicht gezwungen, seine Kapazität zu nutzen oder abgeben zu müssen, wird er sich entsprechend verhalten.

Reduzierung der Marktgebietsanzahl (§§18 und 19)

EFET Deutschland begrüßt und unterstützt das Ansinnen des Bundeswirtschaftsministeriums, zunächst die Schaffung eines Marktgebietes pro Gasqualität voranzutreiben und die Konsolidierung zeitlich zu dimensionieren. Aus unserer Sicht stellt die Reduzierung der Marktgebietsanzahl einen zwingenden Schritt zur Erhöhung der Marktliquidität und Stärkung des Wettbewerbs in Deutschland dar. Dadurch eröffnen sich dem Markt mehr Flexibilität, was sowohl für Marktteilnehmer als auch für Verbraucher von Vorteil ist. Den ersten, schnellen Schritt (zwei H-Gas- und ein L-Gas-Marktgebiete) bewerten wir als sehr sinnvoll, besonders im L-Gasbereich, wo derzeit kleine Marktgebiete zu Buchungsengpässen und Herausforderungen bei Lieferungen führen. Wir weisen jedoch darauf hin, dass aus Praktikabilitätsgründen ein solcher Schritt nur zum Beginn des Gaswirtschaftsjahres vollzogen werden sollte. Dem derzeit parallel diskutierten Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zum Kapazitätsmanagement entnehmen wir, dass Kapazitäten zum Kalenderjahresprodukt werden – entsprechend bietet sich so auch alternativ zum 1. Oktober oder 1. Januar für eine Zusammenlegung an. Daher plädieren wir für eine Änderung der Regelung „erster Konsolidierungsschritt 6 Monate nach Inkrafttreten der GasNZV“ (bei Inkrafttreten zum 1.1.2011 wäre das ansonsten schon Mitte 2011).

Die Zusammenführung der Marktgebiete darf jedoch nicht Selbstzweck sein und gar zu einer Beschneidung der frei zuordenbaren Grenz- und Marktübergangskapazitäten führen. Wir plädieren daher für eine verstärkte Zusammenlegung gemäß der physischen Möglichkeiten im europäisch-regionalen statt im zwingend nationalen Kontext. Die GasNZV sollte insofern flexibel gehalten werden, als dass sie in Zukunft denkbare weitere angemessene Schritte der Marktentwicklung (grenzüberschreitende Marktgebiete, Zusammenführung von H- und L-Gasmarktgebieten) nicht behindert.

Konkret empfehlen wir die GasNZV im Bezug auf folgende Punkte flexibler zu halten:

- Eine Reduzierung auf maximal zwei Marktgebiete sollte zunächst als Ziel reichen: es müssen nicht notwendigerweise ein H- und ein L-Gasmarktgebiet sein.
- Zielgröße kann alternativ die Bildung eines einzigen Marktgebietes sein, das den gesamten deutschen Raum umfasst. Die Durchlässigkeit von H- und L-Gas kann von den Netzbetreibern dargestellt werden, die Technik dazu ist vorhanden und wird bereits heute in den Niederlanden angewendet. Angesichts der hohen Kosten, die solch eine Umwandlung mit sich bringt, welche dann auf die Tarife umgelegt werden, ist eine Zusammenlegung der H-Gasmarktgebiete und der L-Gasmarktgebiete in Deutschland tiefer zu analysieren und in einem breiten Dialog zu diskutieren.

Wir stellen uns daher in punkto Flexibilität vor, dass mehrere Szenarien gemäß GasNZV bis 1.10.2013 möglich sein sollten und entsprechend aufgenommen werden:

1. Szenario analog Entwurf
2. Ein L-Gas-Marktgebiet, zwei H-Gas-Marktgebiete, davon eins grenzüberschreitend
3. Konvertierung von L- und H-Gas; Ergebnis: Szenario 1 oder 2, aber ohne L-Gas (ähnlich Modell der Niederlande)
4. Denkbar in Anlehnung an Punkt 3 ist letztlich auch ein Marktgebiet in Deutschland

Die Bundesnetzagentur soll durch eine Konsultation und eine Studie feststellen, was unter bestimmten Prämissen (mehr Liquidität, geringere Transaktionskosten, keine Beschneidung fester und freizuordenbarer Kapazitäten, Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen zur Beseitigung marktgebietsinterner Engpässe, Machbarkeit etc.) die beste Lösung ist.

Die technische Möglichkeit und wirtschaftliche Zumutbarkeit ist zunächst als gegeben anzunehmen, sofern die Netzbetreiber nicht das Gegenteil beweisen. Die Beweislast der liegt bei den Netzbetreibern und Nachweise sind gegenüber der Bundesnetzagentur und aufgrund der zentralen Bedeutung für den Markt auch gegenüber den Netznutzern zu erbringen. Sollte der Zeitplan nicht eingehalten werden, ist die Beweislastumkehr ein sinnvoller Weg: der entsprechende Netzbetreiber muss demnach begründen, warum es zu Verzögerungen kommt. Entscheidend ist aus Marktsicht unbedingt, dass bei Marktgebietszusammenlegungen mindestens die derzeitige Summe fester Kapazitäten erhalten bleibt und Netzbetreiber diese festen Kapazitäten durch Lastflusszusagen, Bilanzierung und neue

Instrumente, so wie Capacity Buy-Backs oder Kompensationen zum Marktpreisspread bei unerwarteter Unterbrechung fester Kapazitäten gewährleisten.

Grundsätze der Bilanzierung (§ 20)

Der Begriff Transportkunde ist durch BKV zu ersetzen. Obwohl in §20 als gebührenfrei geregelt, kann die BNetzA laut §47 Abs.1 (9) Gebühren für die Nutzung des VHPs freigeben. Es ist daher zu definieren, unter welchen Bedingungen dies überhaupt noch der Fall sein darf.

Die Nutzung von Subbilanzkreisen ist im Markt weit verbreitet. Zur Erhöhung der Rechtssicherheit sollte die Zulässigkeit der Subbilanzkonten explizit in die Verordnung mit aufgenommen werden. Ebenfalls zur Erhöhung der Rechtssicherheit sollte die Verknüpfung von Bilanzkreisen zur Verrechnung aufgenommen werden.

Bilanzkreisabrechnung (§ 21)

Die Rolle, Funktion und Kompetenz des Marktgebietsverantwortlichen bleiben vage. Wie in der Kommentierung des § 2, Abs. 1, Punkt 10 gefordert, ist eine Festlegung der Aufgaben und Funktionen des Marktgebietsverantwortlichen an zentraler Stelle vorzunehmen. Zudem können wir nicht nachvollziehen, ob mit den Begriffen Bilanzierungsperiode, Bilanzperiode, Bilanzierungszeitraum jeweils der Gastag gemeint ist – wir empfehlen die Verwendung des Begriffs Bilanzierungsperiode.

In Abs. 3 ist Satz 1 ist unklar, ob der Marktgebietsverantwortliche freie Hand bei der Festlegung von Zu- und Abschlägen besitzt, und ob jeder MGV die Höhe der Zu- und Abschläge selbstständig bestimmen kann. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang die Beziehung des Marktgebietsverantwortlichen für die Sicherung der Netzstabilität fragwürdig. Nach § 15 EnWG liegt die Sicherung der Netzstabilität bei den Betreibern der Fernleitungsnetze. EFET Deutschland ist der Meinung, dass die Verantwortung der Netzstabilität bei den Netzbetreibern verbleibt und nicht auf den Marktgebietsverantwortlichen übergehen sollte. Andernfalls ist der Handlungsspielraum des Marktgebietsverantwortlichen bzgl. der Netzstabilität klar zu benennen.

Wenn Abweichungen entstehen, die der ANB zu verantworten hat, darf der BKV nicht dafür pönalisiert werden.

Standardlastprofile (§ 22)

EFET Deutschland plädiert für eine größtmögliche Transparenz bei der Entwicklung und Verwendung von Standardlastprofilen. So muss der VNB dem BKV die angewendete Methode mitteilen. SLP sollten bundesweit einheitlich gehandhabt werden, sofern keine sachlich begründeten regionalen Abweichungen wie unterschiedliche klimatische Verhältnisse bestehen. Zudem sprechen wir uns für die Verpflichtung des VNB zur regelmäßigen Überprüfung und ggf. Anpassung der den Bilanzkreisen zugeordneten SLPs aus. Die jetzigen zivilrechtlichen Möglichkeiten seitens des BKV sind kein ausreichender Anreiz für VNB zur korrekten Entwicklung und Anwendung von SLPs. Weiterhin wären umfassende Vorschriften zur Transparenz hinsichtlich der Verfügbarkeit der Bilanzkreiskonten zur Reduzierung der Regelenergie hilfreich. Auf diese Weise wären BKV jederzeit in der Lage nachbessern zu können. Dem BKV muss vor einer Pönalisierung die Möglichkeit der Rechtfertigung eingeräumt werden.

Beschaffung von externer Regelenergie (§ 24)

Wenn MGVs in einer Marktrolle über eigene Portale Regelenergie beschaffen, müssen sie gegenüber Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen eine Patronatserklärung oder einen Gewinnabführungsvertrag ihrer Gesellschafter erbringen. EFET Deutschland begrüßt die Regelung zu einheitlichen Verfahren und Produkten.

Allerdings wünscht sich EFET Deutschland deutlich mehr Transparenz seitens der MGV bei der Nutzung der verschiedenen Tools zur Bereitstellung der Regelenergie. In der derzeitigen Version ist es dem MGV freigestellt, wie viel externe Regelenergie zum Einsatz kommt. Da die Netznutzer diese sowieso bezahlen müssen, fehlt auch ein wirtschaftlicher Anreiz, diese externe Quelle möglichst gering zu beschäftigen.

Regelenergiekosten und -erlöse; Kosten und Erlöse aus der Erbringung von Ausgleichsleistungen (§ 25)

Wesentliche Eckpunkte der BNetzA-Festlegung (GABi Gas) werden im GasNZV-Entwurf zwar übernommen, die Gelegenheit zur Weiterentwicklung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems wird aber nicht genutzt. Außerdem fordert EFET Deutschland die Kosten für Ausgleichsenergie stärker marktnah (abweichend vom derzeit angewendeten marktsynthetischen Korbpreis) zu bestimmen und verursachungsgerecht umzulegen – dabei sollte die GasNZV eine gewisse Flexibilität für eine Evolution des Systems erlauben.

Der Begriff Transportkunde ist durch BKV zu ersetzen, da kein vertragliches Verhältnis zwischen Transportkunde und Netzbetreiber bzgl. des Bilanzkreises besteht. Weiterhin sollte eindeutig definiert werden, ob die Abrechnung zwischen dem BKV und Marktgebietsverantwortlichen oder zwischen dem BKV und dem ANB erfolgen soll. Die Formulierung "diskriminierungsfrei auf die Transportkunden umgelegt" impliziert, dass in Zukunft alle Transportkunden die Regelenergieumlage zahlen sollen. Dies wäre für Großverbraucher ohne Tagesband nicht gerechtfertigt.

Der Begriff des Mindestgebots sollte analog zu § 24, Abs. 2 präzisiert werden.

Ausgesprochen wichtig ist zudem die Transparenz bei der Beschaffung und der damit verbundenen Entstehung von Kosten.

Datenbereitstellung (§ 27)

Die Pflicht zur unverzüglichen Datenbereitstellung darf sich nicht nur auf Bilanzierungsdaten beziehen, sondern unbedingt auch auf Abrechnungsdaten. Bilanzkreisverantwortliche, Transportkunden und Netzbetreiber benötigen eine eindeutige Definition und Bezeichnung der Marktrollen als Voraussetzung für funktionsfähige automatisierte Prozessabläufe. Die Beschreibung der Marktrollen und Vertragsbeziehungen im Verordnungsentwurf ist aber bisher unzureichend und sollte präzisiert werden (vgl. §38). Es muss bei den Umsetzungsfristen berücksichtigt werden, dass ausreichend Zeit für die technische Vorbereitung und Entwicklung der Systeme gegeben ist; das würde vor allem Absatz 2 betreffen.

Kapazitätsreservierung für Betreiber neuer Speicher- und Produktionsanlagen sowie neuer Gaskraftwerke (§ 36)

Insgesamt betrachtet halten wir einzelne Regelungen in diesem Paragraphen für extrem problematisch – sie weisen Lücken auf, mit denen kein Marktteilnehmer und auch kein Netzbetreiber arbeiten kann.

Ein neues Projekt wird selten auf der Basis der vorhandenen technischen Kapazität angeschlossen werden können – das hieße ja, der Netzbetreiber hätte Überkapazitäten (sunk costs). Die Grundlage für die Entscheidung über eine Reservierung ist daher unzureichend. Des Weiteren ist eine Regelung neu aufzunehmen, dass bei unzureichender Kapazität der NB zum Netzausbau verpflichtet ist. Das Saldo der Reservierungen muss den NB zum Netzausbau verpflichten, sofern sich der Reservierende seinerseits zur langfristigen Buchung entsprechender, den Ausbau wirtschaftlich werdender Kapazität verpflichtet². Einzelheiten (Entgeltkalkulation, Buchungslaufzeit, evtl. Sozialisierung von Restkosten, etc.) müssen einer Klärung durch die BNetzA überlassen bleiben.

Aus unserer Sicht fehlt im § 36 eine Klärung, wie mit konkurrierenden Anträgen umzugehen ist. Dies müsste geregelt werden, um Rechtssicherheit zu schaffen. Es kann das Windhundprinzip für Kapazitäten gewählt werden, aber auch andere Lösungen sind denkbar, sofern sie transparent und nachvollziehbar ausgestaltet werden. Zudem sollte die Regelung um LNG-Anlagen ergänzt werden.

Wir sehen folgendes, grundlegendes Problem: ist die Kapazität nicht vorhanden und der Netzbetreiber nicht verpflichtet, das Netz auszubauen (aktueller Stand), müsste das Projekt nach vollständiger Entwicklung mit entsprechend hohen Entwicklungskosten gestoppt werden. Dies ist ein finanzielles Risiko, das kaum ein Entwickler eingehen wird. Aber selbst wenn der Netzbetreiber zum Ausbau verpflichtet werden würde, würde der Ausbau des Netzes das Kraftwerksprojekt unmöglich machen, da der Reservierungszeitraum von 1 Jahr - bezogen auf die Wirksamkeit von Zubaumaßnahmen - zu kurz ist. Zum Zeitpunkt der Reservierung sollen wie im Paragraphen dargelegt alle wesentlichen Verträge schon vorliegen (Anlage, Finanzierung, Gas, ...). Diese haben aber immer nur eine begrenzte zeitliche Bindungswirkung (wie jedes Angebot) oder führen bei Nichtauslösen gar zur Zahlung von Pönalen. Die Reservierungsfrist von einem Jahr ist viel zu kurz und kann bei komplexen Projekten häufig zum Verfall der Gebühr führen, obwohl es im weiteren Verlauf zu einem Netzanschluss kommt. Die Reservierung von Gaskapazitäten muss also viel früher im Projektablauf möglich sein. Nur so ist garantiert, dass ein möglicher Netzausbau in den zeitlichen Ablauf der Kraftwerksentwicklung integriert werden kann und sämtliche weiteren Verträge (z.B. Anlagenlieferant) an die Fertigstellung der zusätzlichen Netzkapazität angepasst werden können.

² Vgl. EFET Europe-Paper: The Allocation of Primary Gas Capacity. Verfügbar auf der Webseite von EFET Europe: www.efet.org. In diesem Papier fordert EFET Europe die Anwendung eines „agreed and published economic test“ im Zusammenhang mit Bedarfsabfragen / Neubauvorhaben. Demnach sollen Netzbetreiber dann zubauen müssen, sobald ein vorher abgestimmtes Mindestmaß an Langfristbuchungen die Investition rechtfertigt.

Im Detail (bezogen auf die Voraussetzungen in Abs. 2):

- Pos. 2 liegt erst vor, wenn die Verhandlungen mit dem/den Anlagenlieferanten sehr weit fortgeschritten, wenn nicht gar abgeschlossen sind.
- Pos. 3: dies bedeutet, dass Projekt komplett fertig entwickelt sein muss. Ein erheblicher finanzieller und zeitlicher Aufwand ist betrieben worden. Erst zu diesem Zeitpunkt eine Aussage zur vorhandenen Netzkapazität zu bekommen, ist ein K.O.-Kriterium für jedes Projekt.
- Pos. 5: wie 3, hier noch zusätzlich Bindefrist der Angebote (s.o), fraglich ist darüber hinaus, ob ein Generalübernehmer (übliche Vertragsform für ein GuD) überhaupt bereit ist, ein seriöses Angebot zu stellen und ernsthaft über ein Projekt zu verhandeln, bei dem die Gefahr besteht, dass es wegen fehlender Kapazitäten doch noch abgesagt oder zumindest um bis zu x Jahre wegen Netzausbaus verschoben wird.
- Pos. 6: eine verbindliche Finanzierungszusage wird ein Projekt nur bekommen, wenn die Bank die Risiken einschätzen und bewerten kann. Das Risiko von fehlenden Kapazitäten kann eine Bank nicht bewerten und wird daher keine Finanzierungszusage erteilen (oder nur unter entsprechenden Vorbehalten oder unattraktiven Auflagen). Im Übrigen gilt wie schon oben formuliert, Finanzierungszusagen sind nur befristet gültig, eine Projektverzögerung wegen Netzausbaus ist dabei nicht berücksichtigt.
- Pos. 7: wie oben zum Thema Vertragsbindung. Darüber hinaus ist fraglich, ob ein GuD-Betreiber seine Gasmengen überhaupt langfristig kontrahieren will. Eine kurz- und mittelfristige Beschaffung wäre damit ausgeschlossen.

Ergibt die Prüfung, dass eine Reservierung von Kapazität aufgrund von nicht ausreichender technischer Kapazität im Fernleitungsnetz nicht möglich ist, bleibt der Anspruch des Betreibers einer Anlage im Sinne von Absatz 1 auf Kapazitätsreservierung für den angefragten Ein- oder Ausspeisepunkt weiterhin bestehen. Der Netzbetreiber muss darlegen, wie er die Kapazität bereitstellen will. Ist dies nicht durch eine Optimierung der Netzbewirtschaftung möglich, ist der Netzbetreiber zum Netzausbau verpflichtet.

Die Höhe der Reservierungsgebühr ist nicht nachvollziehbar. EFET Deutschland wundert sich, dass die GasNZV an dieser Stelle (und an keiner anderen) einen absoluten Wert festlegt. Die Reservierungsgebühr für den Gasnetzanschluss beträgt effektiv fast das Vierfache der Reservierungsgebühr für den Stromnetzanschluss. Eine Festlegung der Gebühr auf 0,50 Euro/kWh pro h/a (mit entsprechenden Regelungen zur Inflationsanpassung) würde gleiche Verhältnisse schaffen. Eine solche Gebühr wäre ausreichend, um willkürliche Buchungen zu erschweren, und gleichzeitig auch die Entwicklung von Standorten durch Projektierer erlauben. In diesem Zusammenhang fällt auf,

dass der Entwurf der GasNZV an keiner Stelle das Instrument der Open Season benutzt und scheinbar allen Ausbau mit Reservierungen und Kapazitätsauslastung durch den Netzbetreiber steuern lassen möchte.

Veröffentlichungspflichten (§ 37)

EFET Deutschland bemerkt positiv, dass zu veröffentlichende Daten so umfangreich beschrieben werden, dennoch fehlt die Verpflichtung zu Real-Time-Informationen, wie sie bereits in der Einleitung zu dieser Stellungnahme gefordert sind. Es ist genau zu definieren, was unter „rechtzeitig“ zu verstehen ist. Die Veröffentlichungszeitpunkte betreffend, sind die Aufgaben nach MGV und Netzbetreiber zu trennen. EFET Deutschland empfiehlt Transparenzvorgaben zur Berechnung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit durch klare Bekanntgaben von transparenten Unterbreungskriterien oder –schwelen. Ausgleichsenergieentgelte sollten zentral festgelegt werden und eine unterschiedliche Ermittlung von Ausgleichsenergiepreisen je Marktgebiet nicht erfolgen.

Lieferantenwechsel (§ 38)

Bilanzkreisverantwortliche, Transportkunden und Netzbetreiber benötigen eine eindeutige Definition und Bezeichnung der Marktrollen als Voraussetzung für funktionsfähige automatisierte Prozessabläufe. Die Beschreibung der Marktrollen und Vertragsbeziehungen im Verordnungsentwurf ist aber bisher unzureichend und sollte präzisiert werden (vgl. §27). die Regelungen müssen explizit auch auf FNBS erweitert werden.

Rucksackprinzip (§39)

Das Rucksackprinzip sollte aus unserer Sicht nur für Transportkunden und nicht für Lieferanten gelten. Das Rucksackprinzip sollte zur Anwendung kommen, wenn ein Großhändler/Weiterverteiler als Kunde den Lieferanten wechselt. Wir schlagen jedoch vor, dass das Prinzip nur für Ausspeisekapazitäten gilt, ansonsten widerspricht dies dem Gedanken des neuen Kapazitätsmanagements gemäß Bundesnetzagentur.