



Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen
Sparte Industrie der Wirtschaftskammer Österreich
A-1015 Wien, Schuberting 14, Postfach 26
Telefon: +43 1 513 15 88-0*
Telefax: +43 1 513 15 88-25
E-Mail: office@gaswaerme.at
Internet: www.gaswaerme.at



Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13A
1010 Wien

Ihr Zeichen / Ihre Nachricht von

Unser Zeichen

DW

Datum

ZI/DÜ

38

20.01.2012

Entwurf der Stellungnahme des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen zu der Fragenliste im Zusammenhang mit der KEMA-Zwischenpräsentation Entry-Exit-Tarifierung und Bilanzierungsmodell Gas

Sehr geehrte Damen und Herren!

Zu der Zwischenpräsentation der KEMA vom 20. Dezember 2011 sowie zu den daraufhin veröffentlichten Fragen nehmen wir wie folgt Stellung.

Beim Startworkshop zu den Marktregeln Mitte November 2011 wurden einerseits ein knapper Zeitplan zur Entwicklung der neuen Marktregeln bzw. des neuen Marktsystems und andererseits eine konkrete Übersicht zum neuen Marktsystem beim Zwischenbericht am 20. Dezember 2011 in Aussicht gestellt.

Dieser Zwischenbericht wurde jedoch seinen Ankündigungen nicht gerecht, da im Fokus erst die Vorgehensweise zur Ermittlung diverser Systemgrenzen sowie allgemeine Überlegungen präsentiert wurden. Die Ergebnisse werden erst Ende Jänner 2012 vorliegen. Der Zwischenbericht vom 20. Dezember bietet daher den Marktteilnehmern keine Möglichkeit, konkret Stellung zu nehmen. Zu den Fragen ist allgemein festzuhalten, dass einige Punkte – vor allem die Thematik Bilanzierung betreffend – international noch ausdefiniert werden, daher ist es noch verfrüht, diese Fragen zu beantworten. Dazu kommt, dass die bisher vorliegenden Informationen zur Entry-Exit-Tarifierung noch nicht ausreichend sind, konkrete oder detaillierte Antworten auf einige Fragen zu geben.

Auch ist anzumerken, dass die Unterlagen der KEMA in einigen Punkten nicht in Einklang mit der österreichischen Rechtslage zu bringen sind und daher ein Teil der gestellten Fragen eigentlich direkt aus dem GWG zu beantworten wäre.

Als Beispiele sei in diesem Zusammenhang etwa angeführt (Präsentation Entry-Exit):

- Folie 4, Kurzstreckentarife: Kurzstreckentarife haben keine gesetzliche Deckung im GWG.
- Folie 4, Standardprodukt feste Kapazitäten, Jahresprodukt: das alleinige Standardprodukt einjährig ist im Sinne der gesetzlichen Rahmenbedingungen und des Marktes unzureichend.
- Folie 6: Arbeitspreise sind auf Fernleitungsebene gesetzlich nicht vorgesehen (§ 74 Abs 1 GWG).

Die Marktregeln haben sich jedenfalls an den bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen zu orientieren.

Sowohl der KEMA-Zwischenbericht und die Gewichtung der darin aufgeworfenen Problemkreise als auch die nachgereichte Frageliste scheinen primär von deutschen Erfahrungen und Modellvorstellungen geprägt, die in dieser Form oder Schärfe für Österreich nicht relevant sind. Dies ist aus mehreren Gründen kritisch zu sehen:

- Der Aufwand für Systemstabilisierung ist vergleichsweise höher – und das zu Lasten der Endkunden.
- Einige Ansätze sind unter die Bestimmungen des GWG nicht subsumierbar.
- Die Entwicklung europäischer Regeln ist im Werden, die deutsche Praxis hat hierfür sicherlich keinen Modellcharakter.

Damit wird die Wahrscheinlichkeit, dass die derzeit vorzunehmende Systemanpassung in Kürze wieder zu verändern ist sehr hoch und dementsprechend die Umstellungskosten verdoppelt.

Folgende Punkte werden zusätzlich angemerkt:

- 1.) Es ist für einen funktionierenden Markt unumgänglich, dass die gemäß § 170 GWG zugewiesenen Kapazitäten hinsichtlich der Eigenschaften (insbesondere Laufzeit etc.) gleichwertig zu den auf der Online-Plattform angebotenen Kapazitäten sind.
- 2.) Unklar ist – und eigentlich hätten wir dazu eine Klarstellung seitens KEMA oder ECA erwartet –, wie der Handel mit Kapazitäten in den Marktregeln geplant ist. Die Frage stellt sich aufgrund der teilweise überschneidenden Bestimmungen des § 32 (3) Z 7 und der §§ 36, 38 sowie 39 GWG. § 32 regelt die Verpflichtung, dass Fernleitungsnetzbetreiber wirksame Bestimmungen in den AGB aufzunehmen hat, nicht genutzte, aber kontrahierte Kapazitäten Dritten zugänglich zu machen. Gleichzeitig hat der Netzbetreiber jedoch gemäß § 38 das Recht, Kapazitäten ohne Abstimmung mit dem Fernleitungsnetzbetreiber an Dritte weiterzugeben. Alternativ können diese über die Onlineplattform des Marktgebietsmanagers gehandelt werden.
§ 39 regelt die Onlineplattform, über welche die Kapazitäten zugewiesen werden sollen (zu den verordneten Entry-/Exit-Tarifen?). Wie erfolgt die Preisbildung auf der Online-Plattform, wenn über diese die Fernleitungskapazitäten zu den verordneten Tarifen angeboten werden, oder wird auf dieser Plattform kein Preis gebildet? Bei wem verbleibt die Preisdifferenz zwischen verordneten Tarifen und tatsächlichem Preis?
- 3.) Im Zusammenhang mit § 40 (3) GWG wird um Darstellung ersucht, nach welchen Kriterien die Beurteilung der Behörde erfolgt.
- 4.) Es ist für ein Funktionieren des Marktes in Österreich unumgänglich, dass die Möglichkeit geschaffen wird, Nominierungen für Lieferungen aus dem Verteilergesamt zum VHP durchzuführen. Dies ist schon alleine daher notwendig, um künftig kurzfristig auf Prognoseabweichungen oder Anlagenausfälle reagieren zu können oder auch Ausgleichsenergie über den VHP aufzubringen.

Fragen an die Marktteilnehmer zu Zwischenbericht Entry/Exit:

Die von KEMA vorgestellte Berechnungsmethodik auf Basis von wahrscheinlichen Lastfluss-Szenarien sollte auf Basis der diesbezüglichen Erfahrungen deutscher Fernleitungsnetzbetreiber unter anderem aus folgenden Gründen nicht aufgegriffen werden:

- Österreich nimmt als Transitland mit einer Verteilung zwischen Inlands- und Transitströmen im annähernden Verhältnis 1:4 eine Sonderstellung ein. Eine Betrachtung auf Basis von „wahrscheinlichen“ Szenarien vernachlässigt die Dynamik der internationalen Gasmärkte und die resultierenden Veränderungen der europäischen Gasflüsse, wodurch sich innerhalb kurzer Zeit eine wesentliche Änderung der Wahrscheinlichkeit eines Szenarios ergeben kann.
- Im Endresultat führt dies zu statistisch (mehr oder weniger) garantierten Kapazitäten, d.h. jedes Kapazitätsprodukt beinhaltet ein Unterbrechungsrisiko für den Netzbetreiber und ein Unterbrechungsrecht für den Netzbetreiber, das nicht auf die vertraglich vorgesehenen Gründe (technische Einschränkungen, geplante Instandhaltungen, etc.) beschränkt ist.
- Die Definition eines Wahrscheinlichkeits-Schwellwertes für die Klassifizierung von statistisch garantierten Kapazitäten ist willkürlich und auf die für die Zukunft nicht maßgebliche Vergangenheit ausgerichtet.
- Bei einer Nicht-Berücksichtigung des Ausweises von dynamisch zuordenbaren Kapazitäten können bestehende Verträge daher nicht im selben Ausmaß und derselben Qualität erfüllt und übergeleitet werden.
- Darüber hinaus ist die Anwendung von statistisch garantierten Kapazitäten gesetzlich nicht vorgesehen und kann daher entsprechend der Übergangsbestimmung des GWG nicht für bestehende Kapazitätsverträge zur Anwendung kommen. Hier ist explizit die Einschränkung der Erreichbarkeit des virtuellen Punkts zu Darstellung der bestehenden Verträge vorgesehen. Daneben sind in GWG § 74 (1) explizit Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit angeführt.
- Die Rechtssicherheit und die Transparenzanforderungen erfordern es, für Netznutzer klare Bedingungen für die Erfüllung der vertraglichen Pflichten des Netzbetreibers zu geben. Die Einführung statistisch garantierter Kapazitäten vernachlässigt die Angabe transparenter Nutzungsbedingungen unter welchen allein aufgrund der Handlungen des einzelnen Netznutzers eine garantierte Nutzung möglich ist. Statistisch garantierte Kapazitäten sind als unterbrechbar zu qualifizieren, da sie dem einzelnen Netznutzer keinen Hinweis für eine garantierte Erfüllung der Vertragspflichten geben, sondern diese Erfüllung gesamthaft von dem Verhalten aller Netznutzer und der resultierenden Lastflusssituation abhängig machen.
- Gänzlich offen bleibt die Frage, wie im Fall einer statistisch nicht vorgesehenen Lastflusssituation die Unterbrechung von Transportverträgen diskriminierungsfrei, verursachungsgerecht und vertragskonform vorzunehmen ist. Anzunehmen ist dass im Sinne einer diskriminierungsfreien Behandlung nicht zwischen der Unterbrechung von Gasströmen zur Inlandsversorgung und von Transit-Strömen differenziert werden kann.

Die vorgestellten Zwischenergebnisse sind aus unserer Sicht nicht geeignet, die gesetzlichen und materiellen Anforderungen zu erfüllen, da die dogmatische Festlegung identischer Tarife für Einspeisung in das Marktgebiet und Ausspeisung zum Verteilergebiet klar den gesetzlichen Anforderungen nach Kostenwahrheit und Nichtdiskriminierung widersprechen.

Das bestehende Tarifmodell kann alle gesetzlichen und materiellen Anforderungen erfüllen, die geforderte Darstellung Entry-/Exit-Tarifen rechtzeitig gewährleisten und marktkonforme Entgelte zur bedarfsgerechten Deckung der Kundenachfrage sicherstellen.

Der Modellvorschlag von KEMA kann zur Validierung des bestehenden Tarifmodells dienen und Hinweise für zukünftige Weiterentwicklungspotentiale liefern. Dazu ist allerdings ein erheblicher Abstimmungs- und Weiterentwicklungsbedarf der vorgestellten Ansätze gemeinsam mit den Netzbetreibern erforderlich. (Diese Abstimmung hat zum gegenwärtigen Zeitpunkt allerdings noch nicht begonnen.)

Frage 1: Das Konzept enthält die Empfehlung einer individuellen Kapazitätsvermarktung inkl. eines Erlösausgleichsmechanismus (aufgrund der integrierten Tarifberechnung) zwischen Netzbetreibern. Wie sehen Marktteilnehmer diese Empfehlung, welche Alternativen wären vorstellbar?

Eine individuelle Vermarktung – wie in der Fragestellung angemerkt – steht im Widerspruch zu den gesetzlichen Rahmenbedingungen und würde der Transparenz des Marktes zuwiderlaufen. Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 sieht keine individuelle Kapazitätsvermarktung vor, sondern ein zentrales Kapazitätsvergabe- bzw. Buchungsmanagement für Primärkapazitäten durch den Marktgebietsmanager mittels einer einzelnen Internet-basierten-Plattform. Anbieter der Kapazitäten ist der Fernleitungsnetzbetreiber.

Auch stellt sich die Frage, ob die individuelle Vermarktung durch den Fernleitungsnetzbetreiber im Zusammenspiel mit der Ermittlung der insgesamt verfügbaren Kapazitäten durch den Marktgebietsmanager in Einklang zu bringen ist. In der Folge sollte natürlich ein Vertrag zwischen dem Netzbetreiber und dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber zustande kommen.

Aufgrund des vertragspfadlosen Netzzugangsmodells zu den Fernleitungsnetzen müssen bei der Zusammenfassung von Netzen mehrerer Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich des Netzzugangs folglich die Erlöse nach Kostenanteilen aufgeteilt werden. Bei einer sinnvollen und trennscharfen Zuteilung der Kosten kann jedoch die Notwendigkeit des Erlösausgleichs zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern minimiert werden bzw. auf bilateraler Basis zwischen den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern geregelt werden.

Eine unnötige Komplexität ist schon allein aus Transparenzgründen zu vermeiden.

Frage 2: Wie sehen Marktteilnehmer bei direkter Zuordnung von Netzkosten auf Speicherpunkte die Tarifierung an Speicherpunkten auf Basis simpler Jahreskapazitäten bzw. durch Netzzutrittsentgelte versus einer Tarifierung die die individuelle Speichernutzung reflektiert (z.B. kurzfristige Netzkapazitätsprodukte), also Kostendeckung durch Netznutzungsentgelte?

Entsprechend den Vorgaben des GWG 2011 in § 73 Abs 5 und § 74 (2) stellt sich diese Frage nicht, da das GWG klar die Bezugsgröße der Verrechnung der Netznutzung mit der vertraglich vereinbarten Leistung determiniert.

Die Anwendung eines Netzzutritts- bzw. Netzbereitstellungsentgeltes ist für den Fall der Leistungsveränderung entsprechend den Regelungen des GWG unabhängig vom Netznutzungsentgelt zur Anwendung zu bringen.

Frage 3: Inwieweit halten Marktteilnehmer das Angebot von nicht-festen Kapazitäten, z.B. in der Form von unterbrechbaren Kapazitäten in Klassen mit unterschiedlichen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten für sinnvoll und akzeptabel?

Gemäß § 36 (1) iVm § 37 und § 74 (1) GWG hat der Fernleitungsnetzbetreiber sowohl fixe als auch unterbrechbare Netznutzung anzubieten, die sich in der Höhe der Tarife unterscheiden.

Garantierte Kapazitäten werden nicht nur von den Kunden eindeutig gegenüber unterbrechbaren Kapazitäten bevorzugt, sondern auch von den entsprechenden Vorschriften auf europäischer Ebene. Die ACER CAM Framework Guideline konzentriert ihre Harmonisierungsbestrebungen richtigerweise auf die Bündelung von grenzquerenden Kapazitäten auf garantierter Basis wohingegen sie bzgl. unterbrechbarer Kapazitäten lediglich von einem „alignment“ spricht. Dies nicht zuletzt aufgrund der Planbarkeit und Zuverlässigkeit der Dienstleistungen auf garantierter Basis zur Versorgung der einzelnen (End-)Kunden. Unterbrechbare Transporte hingegen sind typische „add on“ Dienstleistungen und werden auch primär als solche gekauft und anschließend entsprechend genutzt. Ein Aufteilen der unterbrechbaren Dienstleistungen in verschiedene Klassen kann das grundlegende Qualitätsmanko nämlich die Unterbrechung an sich nicht kompensieren. D.h. die Tatsache der Unterbrechbarkeit wird die entscheidende preisdifferenzierende Größe, die mit dem Vertrag verbundene Unterbrechungswahrscheinlichkeit hingegen eine geringere Preisauswirkung haben.

Gemäß § 73 (1) GWG soll es auch im Verteilernetz unterbrechbare Netznutzungstarife geben, deren Tarifhöhe sich auch nach der Unterbrechungswahrscheinlichkeit richtet. Aus Sicht eines Verteilernetzbetreibers sind unterbrechbare Kapazitäten zur Endkundenversorgung inakzeptabel da nicht administrierbar. Unterbrechbare Kapazitäten beschränken sich auf den Anwendungsbereich von Transporten, die nicht der Endkundenversorgung dienen.

Ziel des Kapazitätsmanagements des VGM ist, das technische Maximum der Transportkapazität im Verteilernetz dem Markt verfügbar zu machen. Trotzdem wird es beim Ausspeichern in Richtung VHP ein Kapazitätsprodukt geben müssen, das eine Einkürzung der Transportnominierung ermöglicht, wenn die physischen Engpässe am Übergang vom Verteilernetz in die Fernleitungen die Rückspeisung in die Fernleitungen nicht zulassen.

Die Einführung solcher Tarife mit 1.1.2013 ist wegen der Komplexität der damit verbundenen organisatorischen und administrativen Vorkehrungen nicht möglich.

Frage 4: Wie werden Kapazitäten mit Beschränkung der freien Zuordenbarkeit durch Marktteilnehmer beurteilt? Sind diese Kapazitäten notwendig um ausreichend feste Kapazitäten bereitzustellen, und können ggf. andere Instrumente wie z.B. unterbrechbare Kapazitäten oder Lastflusszusagen den gleichen Effekt erzielen?

Es ist sinnvoll einen soliden Stock an Kapazitäten transaktionsbezogen Entry/Exit Punkten zuzuordnen und ein Höchstmaß an festen (nicht unterbrechbaren) Kapazitäten bereitzustellen, da in vielen Fällen die Kapazitäten ohnehin durch die Marktteilnehmer aufgrund deren Liefervereinbarungen zweckgewidmet sind (zB Inlandsversorgung).

Kapazitäten mit der Beschränkung der Zuordenbarkeit sind unterbrechbaren Kapazitäten jedenfalls vorzuziehen, da ihr garantierter Charakter Planbarkeit und Zuverlässigkeit bei der (End-)Kundenversorgung mit sich bringt. Zudem eignen sie sich insbesondere zur bedarfsgeordneten Nachfragedeckung der speziellen Marktsituation bzw. Marktanforderungen in einem Transitland und erhöhen den Ausweis an garantierten Kapazitäten bei gleichzeitiger Verbesserung der Dienstleistungsqualität.

Lastflusszusagen sind theoretisch geeignet, das Angebot an festen Kapazitäten zu erhöhen, beinhalten allerdings jedenfalls zusätzliche Risiken hinsichtlich Preis und Verfügbarkeit, die sich mit dem Umfang der insgesamt benötigten Lastflusszusagen überproportional erhöhen. Praktisch hat sich in Deutschland gezeigt, dass Lastflusszusagen zu wirtschaftlich sinnvollen

Konditionen nur für einen relativ kurzen Vorschauzeitraum angeboten werden. Dementsprechend sind Lastflussszusagen praktisch ungeeignet, langfristig garantierte Kapazitätsversprechen von Netzbetreibern abzusichern, da sie für einen längeren Vorschauzeitraum schlicht nicht wirtschaftlich darstellbar sind. In einem Transitland, wo Lastflussszusagen zwangsläufig andere Märkte involvieren, ist zu erwarten, dass das noch viel stärker zur Geltung kommt.

Hingegen ist die Einführung von Lastflussszusagen (an Speichern) zur Überwindung des physischen Engpasses an der Schnittstelle zw. FLN und VG zwingend, sofern dort keine Kapazitätsprüfung erfolgen soll und die als sicher verfügbar vereinbarten Überspeisebedingungen aus der Fernleitung nicht ausreichen, den Transport zu den Endkunden bzw. Speichern sicher zu stellen.

Frage 5: Wie schätzen Marktteilnehmer das Potenzial für das Angebot von Lastflussszusagen in Österreich ein und wie müssten diese gestaltet sein?

Um diese Frage erschöpfend beantworten zu können, ist es notwendig, Lastflussszusagen und deren (geplante) Effekte vorab exakt zu definieren, wobei es insbesondere zu berücksichtigen gilt, für welchen Markt sie zur Anwendung kommen sollen (Transit vs. National).

Beispielfalls kann man im Transitbereich Lastflussszusagen - schon allein aufgrund der bewegten Mengen - lediglich auf angrenzenden Nachbarmärkten nachfragen. Es ist daher die Einführung von Zuordnungsbeschränkungen dem Einsatz von Lastflussszusagen im Transitmarkt grundsätzlich vorzuziehen. Zuordnungsbeschränkungen sind sowohl kostenseitig bewertet die günstigere Alternative für die Marktteilnehmer und ermöglichen im Gegensatz zu Lastflussszusagen den geforderten Ausweis von langfristig garantiert verfügbaren Kapazitäten.

Lastflussszusagen sollten jedoch, wie oben beschrieben, zur Sicherstellung der Engpassfreiheit innerhalb des Marktgebiets (zwischen Fernleitungsebene und Verteilernetzen) zum Einsatz kommen. Wir nehmen an, dass die KEMA-Studie Aufschlüsse über Engpässe bzw. freie Kapazitäten geben wird, die eine Abschätzung des konkreten Potentials ermöglichen werden.

Frage 6: Wie beurteilen Marktteilnehmer die Bepreisung von unterjährigen Kapazitäten und die Anwendung von Saisonalitätsfaktoren?

Die Bepreisung von unterjährigen Kapazitäten ist aufgrund der gesetzlichen Anforderung zur Bereitstellung von Monats- und Tageskapazitäten jedenfalls erforderlich. Inwiefern Saisonalitätsfaktoren zur Anwendung kommen sollen, kann aufgrund der bisher vorliegenden Informationen zur Entry/Exit-Tarifierung noch nicht ausreichend beurteilt werden. Insbesondere ist fraglich, auf Basis welcher Kenngrößen die Saisonalitätsfaktoren festgestellt werden. Hier stellt sich insbesondere die Frage, inwiefern Marktsignale dazu herangezogen werden können, zumal der Markt selber ja bereits durch das Vorliegen verordneter Tarife beeinflusst wird.

Falls für den Inlandsexit eine saisonale Differenzierung der Tarife erfolgt, müsste aufgrund der Kostenverursachungsgerechtigkeit auch eine saisonale Differenzierung der Netztarife im Verteilernetz umgesetzt werden.

Der aktuelle Entwurf des CAM Network Code sieht ein Vorhalten von 10% der Kapazität zur Vermarktung von kurzfristigen Transportdienstleistungen vor. Dadurch wird der saisonalen bzw. kurzfristigen Nachfrage Rechnung getragen. Demnach steht diese Kapazität dem Fernleitungsnetzbetreiber nicht zur langfristigen Vermarktung und folglich zur zuverlässigen Deckung der Investitionen zur Verfügung. Das inhärente Vermarktungsrisiko ist dem TSO mittels Zeitfaktoren auszugleichen, d.h. die Höhe der Startpreise für kurzfristige Kapazitätsprodukte muss dieses zusätzliche Risiko reflektieren.

Fragen an die Marktteilnehmer zu Zwischenbericht Balancing:

Fragen unter Annahme getrennter Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiesysteme für Fernleitungsnetz und Verteilerg Gebiet

In diesem Modell erfolgt die Einführung einer Tagesbilanzierung nur im Fernleitungsnetz auf Basis der Vorgaben der Balancing FG und NC. Im Verteilerg Gebiet wird das bestehende Stundensystem und Gastag beibehalten. Dieses Modell ist klar zu favorisieren.

Alle Endkunden sind in diesem Modell in der bestehenden Stundensystematik zu bilanzieren. Dies hat zur Folge, dass jeder Versorger oder Kunde seinen Bedarf bestmöglich prognostiziert und beschafft, sofern die entsprechenden systemstabilisierenden Anreize im Ausgleichsenergiepreismodell geschaffen werden (vgl. Folie 15 Punkt 2 - Punkt 4: gem. Punkt 2 sind keine Anreize zum Ausgleich gegeben, da genau Marktpreis zur Verrechnung kommt; die Höhe der Anreize sollte sich nach dem jeweiligen Systemzustand richten und durchaus eine gewisse Größe annehmen). Jede Ausgleichsenergie muss unabhängig von der Größe entsprechend verrechnet werden.

Weiters ist es in diesem Zusammenhang notwendig, dass auch am VHP die entsprechenden Produkte standardmäßig handelbar sind, damit dies jedem Lieferanten bzw. Kunden möglich gemacht wird. Zur weiteren Minimierung der Ausgleichsenergie wäre auch eine Reduktion der Vorlaufzeiten von Intraday-Fahrplananmeldung jedenfalls anzustreben. Ein funktionierender Intraday-Markt zumindest im Stundenraster ist auch eine notwendige Grundvoraussetzung für die Beschaffung von Ausgleichsenergie, die ja noch kürzere Vorlaufzeiten haben kann.

Da diese Art des Handels erforderlich ist, ist auch die Anmeldung aller Fahrpläne am / vom / zum VHP im Stundenraster vorzusehen. Dadurch müsste auch der Raster der Anmeldungen für Transite nicht geändert werden.

Fahrpläne, die Transaktionen zwischen Händlern oder den Transit betreffen, müssen immer ausgeglichen sein. Damit sollte sichergestellt werden, dass reine Händler oder Transiteure nicht das österreichische Gassystem negativ beeinflussen, da nur bei Endkunden, Produktionseinspeisungen oder Speichern Ausgleichsenergie auftreten kann. Dementsprechend sind Vorkehrungen in den Marktregeln zu schaffen.

Frage 7: Wie können bei unterschiedlichen Ausgleichsenergiepreisen im Fernleitungsnetz und Verteilerg Gebiet individuelle Optimierungsstrategien von Netzbenutzern zulasten des Gesamtsystems verhindert werden?

Die Versorgung von Endkunden über Verteilernetze ist nicht zur Optimierung bezüglich physikalischer Ausgleichsenergie geeignet und dazu sollte es auch keine Anreize geben. Es sind jene marktbasierende Preisbildungsmechanismen für physikalische Ausgleichsenergie in den Verteilernetzen festzulegen, die eine verursachergerechte preisliche Sanktionierung umsetzt. Der Abruf der physikalischen Ausgleichsenergie ist vorrangig über den virtuellen Handelpunkt durchzuführen.

Eine Optimierung zulasten des Gesamtsystems muss hintangehalten werden. Dies kann zB dadurch erfolgen, dass Fahrpläne, welche Handelstransaktionen oder den Transit betreffen, immer ausgeglichen sein müssen und Ausgleichsenergie nur beim physikalischen Einzelzählpunkt auftreten kann. Natürlich muss den Marktteilnehmern die Möglichkeit offen stehen, möglichst kurzfristig zur Stützung des Systems die eigene Abweichung durch Transaktionen zu minimieren.

Bei Weiterbestehen zweier Systeme ist trotz unterschiedlicher Preise keine Arbitragemöglichkeit gegeben. Aufgrund der Tatsache, dass jede Bilanzgruppe auf der Fernleitung, also bei einer ex-ante Bilanzierung, direkt auf Basis von Börsenpreisen ausgeglichen wird, ist gewährleistet, dass Marktteilnehmer nicht zwischen Börsen- (ex-ante) und Ausgleichsmarkt (ex-post) arbitrieren können.

Es kann nur bei einer Endkundenversorgung zu einer „ex-post“ Bilanzierung kommen. Der sich dabei ergebende Ausgleichsenergiepreis ist jedoch von dem sich insgesamt ergebenden Ungleichgewicht abhängig. Eine einzelne Bilanzgruppe kann daher nicht voraussehen bzw. selbst steuern, ob ihr – unabhängig vom Vorzeichen ihrer eigenen Unausgeglichenheit – ein Kauf- oder Verkaufspreis verrechnet wird. Dementsprechend wird jeder Bilanzgruppenverantwortliche das Verschieben von Unausgeglichenheiten ins ex post Regime aufgrund der unvorhersehbaren Bid-Ask-Spreads tunlichst vermeiden.

Die Ausgleichsenergiekosten beider Systeme basieren grundsätzlich auf dem Großhandelsmarkt, sodass ein weitgehender Gleichlauf dieser Kosten ohne eindeutige, systematische Spreads gewährleistet ist.

Zuletzt ergibt sich die Möglichkeit zur aktiven Gestaltung der Entstehung von Bilanzungleichgewichten in ex-ante Bilanzierung und ex-post Verrechnung lediglich durch Abgabe unrealistischer Endkundenfahrpläne. Die Abgabe systematisch unrealistischer Endkundenfahrpläne würde letztendlich in der ex-post Verrechnung auffällig werden.

Frage 8: Soll es im Fernleitungsnetz Toleranzen pro Bilanzgruppe geben? In welcher Höhe und wie können diese ausgelegt sein (stündlich, kumulativ)?

Diese Frage ist nur im Kontext der Entwicklung der Network Codes und auch des verfügbaren Linepacks im Fernleitungsnetz sinnvoll zu beantworten. Weiters dürfen, wie bereits bei den vorgehenden Fragen angemerkt, Abweichungen nur bei der Versorgung von Endkunden, der Übernahme von Produktion oder bei Speicherbewegungen auftreten. Ein Toleranzbereich, in dem die Verrechnung der Ausgleichsenergie entfällt, widerspricht der Kostenwahrheit und dem Grundsatz der Bilanzierung und wird somit abgelehnt.

Da es im Fernleitungsnetz Tagesbilanzierung geben wird, stellt sich die Frage, wie eine stündliche bzw. stündlich kumulierte Dimensionierung eines Toleranzbandes überhaupt aussehen kann.

Siehe auch Anmerkungen zu Frage 15.

Fragen unter Annahme eines einheitlichen Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiesystems für das Marktgebiet

In diesem Modell wird für das Marktgebiet ein den netztechnischen Notwendigkeiten gerechtes Tagesbilanzierungsregime eingeführt.

Aufgrund der folgenden Fragen wird angenommen, dass hier das Modell der einheitlichen Tagesbilanzierung gemeint ist. Dieses Modell wird abgelehnt, da es zu einer Schwächung der Systemintegrität bei gleichzeitiger Verteuerung führt und damit nicht im Sinne der Gaskunden ist.

Frage 9: Soll es unterschiedliche, kundengruppenspezifische Umlagesysteme für die untertägige Strukturierung geben? Wäre eine Wahlfreiheit des Netznutzers, sich einer bestimmten untertägigen Kundengruppe anzuschließen (etwa über einen Modulationstarif) einer zwangsweisen Einordnung vorzuziehen?

Das zur konsistenten Beantwortung dieser Frage erforderliche Vorwissen wurde weder in der Präsentation noch in den Unterlagen vermittelt. Daher ist eine Auswertung eingehender Ant-

worten nicht aussagekräftig. Auch ein Netznutzer sollte, bevor er sich eine derzeit unbekannte Einordnung aussucht bzw. dieser zugeordnet wird, die Vor-/Nachteile kennen.

Die Rechtslage im GWG 2011 sieht überdies eindeutig vor, dass Ausgleichsenergie jeweils je Messperiode (= Bilanzierungszeitraum) anfällt (vgl. § 7 Abs 1 Z 2). Innerhalb eines bestimmten Intervalls ist Regelenergie für den Ausgleich von Druckschwankungen einzusetzen. Diese Druckhaltungskosten sind gem. § 24 Abs 1 leg cit zumindest für das Verteilernetz beim Verteilergiebtsmanager anzuerkennen und werden in Verbindung mit §§ 70 Abs 1, 83 GWG (Kostenwälzung) zu kundenunabhängigen (sozialisierten) Bestandteilen der Netznutzungs-entgelte.

Einem separaten „Modulationstarif“ oder andere (Zwangs-)Maßnahmen zur Einhaltung des Lastgangs innerhalb der zukünftig definierten „Messperiode“ (Stunde oder Tag) hat der Gesetzgeber keinen Platz eingeräumt.

Frage 10: Wie können bei unterschiedlichen Ausgleichsenergiepreisen in angrenzenden Marktgebieten individuelle Optimierungsstrategien von Netzbenutzern zu Lasten des österreichischen Systems verhindert werden?

Unterschiedliche Ausgleichsenergiepreise in aneinander grenzende Marktgebieten können zwei grundsätzliche Ursachen haben:

- Unterschiede in den Bilanzierungs- bzw. Preisfindungssystemen
- Unterschiede in den zugrundeliegenden Marktpreisen

Unterschiede in den Bilanzierungs- und Preisfindungssystemen werden durch die europäische Harmonisierung ausgeschlossen. Es ist daher wichtig, dass die österreichischen Marktregeln die entsprechenden Entwicklungen vorweg nehmen.

Optimierungsstrategien die zu Marktpreisdifferenzen zwischen Marktgebieten minimieren sind grundsätzlich im Sinn des gemeinsamen Marktes. Dabei muss allerdings wie in dem vorgestellten Modell gewährleistet sein, dass von solchen Optimierungsmaßnahmen verursachte Kosten nicht anderen Marktteilnehmern zugerechnet werden.

Eine Belastung für das österreichische System bzw. für dessen Marktteilnehmer entstünde in diesem Zusammenhang nur bei der Anwendung von Umlageverfahren, wo ggf. individuelle Unausgeglichheiten einer BG in einem benachbarten Marktgebiet unter den Marktteilnehmern in Österreich sozialisiert würden. Bleibt man bei einem System mit individuellem Ausgleich pro BG und verursachungsgerechter AE-Zuordnung, wäre im Wettbewerb benachbarter Systeme bei einem erhöhten Beschaffungsbedarf von AE in Österreich sogar mit Preis- bzw. Liquiditätsvorteilen am VHP zu rechnen.

Frage 11: Sollen untertägige Beschränkungen auf Stundenbasis oder auf kumulierter Basis gesetzt werden?

Die Fragestellung kann sich nur bei der Einführung von Toleranzbändern und gleichzeitiger Beibehaltung der stündlichen Bilanzierung stellen, da bei Ausdehnung der Messperiode auf 24 Stunden (Tagesbilanzierung) der Gesetzgeber keinen zusätzlichen Mechanismen außer der Regelenergie des Verteilergiebtsmanagers einen Platz eingeräumt hat.

In weiterer Folge ist die Fragestellung abhängig von der Definition des Gastags. Beginnt der Gastag kurz vor der Morgenspitze, dann hat eine kumulierte Betrachtung wenig Sinn, denn zu Beginn des Gastags sind die kumulierten Abweichungen noch gering und ein Lenkungseffekt wird sich kaum einstellen.

Ein Toleranzband ist in diesem Zusammenhang stark abhängig von der jeweiligen Bezugsgröße. Gerade bei einer kumulierten Betrachtung müsste das Toleranzband entsprechend in Relation zum Fortschreiten des Gastags gesetzt werden. Die Administration der kumulierten Toleranzen ist jedenfalls technisch kaum realisierbar.

Ein Stundenbilanzierungssystem stellt im VG nach aktueller Rechtslage eine legitime untertägige Beschränkung auf Stundenbasis dar, die darüber hinaus von vielen Marktteilnehmern favorisiert wird.

Der Anreiz für BG in einem Tagesbilanzierungssystem stündlich ausgeglichen zu nominieren ergibt sich weniger aus der Gestaltung der Beschränkungen auf Stundenbasis oder auf kumulierter Basis. Vielmehr werden die Größe gewährter Toleranzbandbreiten bzw. die Progressivität von Strukturierungskosten für die BG für stündliche Unausgeglichenheiten Einfluss auf den Anreiz zum individuellen Ausgleich bewirken.

Siehe auch Beantwortung von Frage 15

Für beide Ausgestaltungsarten

Frage 12: Welche Veröffentlichungs- und Informationspflichten sind notwendig, um den Zielen eines marktorientierten Ausgleichsmodells zu entsprechen?

Bei dieser Frage ist nicht ganz klar, was unter dem Wort „Ausgleichsmodell“ zu verstehen ist (Aufbringung, aktuelle Lage, AE-Preis gegenüber BGV etc.).

Um möglichst große Anreize zur Systemunterstützung für alle Marktteilnehmer zu schaffen, ist die zeitnahe Veröffentlichung der Lage der Regelzone/des Marktgebietes und der aktuellen Abrufe erforderlich. Weiters ist eine hohe Transparenz bei der Aufbringung der Ausgleichs- und Regelenenergie erforderlich (zB anonymisierte Angebotslisten, Anzahl der Anbieter etc.).

Auch bei der Preisbildung der Ausgleichsenergie sollte ein möglichst hohes Maß an Transparenz und Nachvollziehbarkeit für alle Marktteilnehmer gegeben sein. Abschließend kann diese Frage aber erst beantwortet werden, wenn dargestellt wird, wie die Aufbringung der Ausgleichsenergie über den VHP erfolgen soll und wie diesbezüglich das Zusammenspiel mit MOL oä erfolgen wird.

Für das Marktgebiet werden zur Unterstützung der Marktteilnehmer in deren Ausgleichsverpflichtung und zur Erreichung einer größtmöglichen Transparenz folgende Informationen bereitgestellt:

- Direkte Information pro BGV über Ungleichgewichte auf individueller Basis
- Anzeige Systemstatus Gesamtmarktgebiet auf der Online-Plattform
- Veröffentlichung untertägiger Strukturierungsmaßnahmen (Börsegeschäfte des Marktgebietsmanager)
- Ggf. Endverbraucherprognose auf Basis von Standardlastprofilen (originär bereitgestellt durch Verteilernetzbetreiber oder Verteilergebietsmanager)

Das Ziel eines marktorientierten Ausgleichsmodells ist im Verteilergebiet Ost bereits erreicht. Lediglich für künftige AE-Abrufe vom VHP sind zusätzliche Veröffentlichungen hinsichtlich abgerufener Mengen und Preise vorzusehen. Darüber hinaus gehende Veröffentlichungs- und Informationspflichten sind nicht erforderlich.

Zeitnahe Informationen über BG-scharfe Unausgeglichenheiten sind aufgrund der in den nächsten Jahren verfügbaren Datenlage nicht sinnvoll ermittelbar.

Frage 13: Welche Bemessungsgrundlage sollte für Toleranzen herangezogen werden?

Gewährte Toleranzen hinsichtlich stündlicher Unausgeglichenheiten dürfen in Summe nicht größer als die verfügbaren Ressourcen bei der AE-Beschaffung sein. Darüber hinaus limitieren systeminhärente Prognoserisiken die Bandbreiten gewählbarer Toleranzen insbesondere vor dem Hintergrund längerer Vorlaufzeiten bei der AE-Beschaffung am VHP. Ohne entsprechende Berücksichtigung gerät die Versorgungssicherheit unweigerlich in Gefahr. Wegen ihres destabilisierenden Charakters sollen daher keine Toleranzen eingeführt werden.

Siehe Beantwortung von Frage 15.

Frage 14: Sollte es zwangsweise ein auf Prognose und zeitnahe Ausgleich basierendes Ausgleichsverfahren etabliert werden oder ist unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit zum nachträglichen Ausgleich eines entstandenen Ungleichgewichts ebenfalls zu berücksichtigen?

Der gesamte Bedarf an Ausgleichs- oder Regelenergie im Gesamtsystem kann nur zeitnahe und nicht nachträglich aufgebracht werden. Aufgrund bestehender Verträge muss es möglich sein, innerhalb des Marktgebietes auch nachträglich spätestens bis zum Clearing Fahrpläne zu melden. Dadurch kommt es lediglich zu einer Verschiebung der AE zwischen Bilanzgruppen und, wenn keine Toleranzen gegeben sind, auch zu keiner Veränderung der wirtschaftlichen Auswirkung im Gesamtsystem.

Eine nachträgliche Beschaffung von Mehrverbrauchsmengen innerhalb des Tages bei Tagesbilanzierung ist für das Gesamtsystem kontraproduktiv und wirkt systemdestabilisierend.

Frage 15: Sollte es in der Bilanzzone Toleranzen für den Stabilitätsgrad des Gesamtsystems geben? Sollten Netzbenutzer einen Anreiz zum Systemausgleich erhalten?

Was ist eine Bilanzzone im österreichischen Kontext? Die Stabilität des Gesamtsystems jedenfalls ist jederzeit aufrecht zu erhalten. Dementsprechend sind die Grenzen für den operativen Betrieb im Einzelfall entsprechend den geltenden Normen zu setzen. Toleranzen für den Stabilitätsgrad des Gesamtsystems selber sind inakzeptabel, da diese einem vorgegebenen Ausfallsrisiko des Gesamtsystems gleichkommen.

In der ex-ante Bilanzierung müssen stündliche Anreize so ausgestaltet werden, dass eine beabsichtigte Inanspruchnahme von Ausgleichs-Ressourcen durch nominierte stündliche Ungleichgewichte vermieden wird.

Das Privileg der Tagesbilanzierung kann nicht so interpretiert werden, dass sich einzelne Netznutzer zu Lasten der Gesamtheit optimieren dürfen. Die Tagesbilanzierung ist im Gegenteil ein Privileg für die tagesscharfe Saldierung von unvorhersehbaren Bilanzgruppenungleichgewichten. Solche treten im Bereich der Verbrauchsabweichungen (ex-post Verrechnung) auf. Diesbezügliche Clearing- und Settlement-Regeln können innerhalb des Tagesverlaufs Toleranzen vorsehen, wenn entsprechende Ausgleichs-Ressourcen (in erster Linie Linepack) zum Ausgleich dieser untertägigen Ungleichgewichte zur Verfügung stehen (und nicht bereits durch eine beabsichtigte Inanspruchnahme in der ex-ante Bilanzierung gebunden sind).

Dementsprechend sollen im Bereich der ex-ante Bilanzierung keine Toleranzgrenzen eingeräumt werden und stündliche Anreize dergestalt sein müssen, dass:

- ein deutlicher Anreiz zur Vermeidung nominierten untertägiger Ungleichgewichte für Transportkunden gegeben ist und

- allenfalls trotzdem entstehende Ungleichgewichte in vollem Umfang auf dem Großhandelsmarkt ausgeglichen werden können (d.h. mit einer minimalen Inanspruchnahme des für unvorhersehbare Ungleichgewichte reservierten Linepacks) und die daraus entstehenden Kosten über Strukturierungsbeiträge gedeckt werden.

Als Toleranz kann allenfalls die marktbedingte Fortschreibung nicht handelbarer Kleinmengen (<10MW) bzw. aufgrund von Vorlaufzeiten nicht für den Gastag wirksamer Geschäfte auf das Carry Forward Konto gesehen werden. Dies bietet Bilanzgruppenverantwortlichen den Vorteil, dass marktbedingt nicht ausgleichbare Ungleichgewichte im Laufe des nächsten Gastages ausgeglichen werden können.

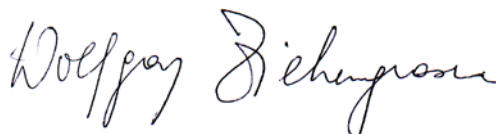
Ein stündliches Anreizsystem in der ex-ante Bilanzierung ist auch angezeigt, wenn der tages-scharfe Ausgleichsmechanismus (im Gegensatz zu anderen Modellen z.B. Deutschland) keine pönalisierenden Auf- und Abschläge auf Marktpreise vorsieht und damit allein nur ein geringer Anreiz für die Abgabe ausgeglichener Nominierungen durch die Bilanzgruppenverantwortlichen besteht.

Netzbenutzer erhalten heute bereits klare Anreize zum Systemausgleich, indem der VGM stündlich aktuell den Zustand des Verteilergebietes als Über- oder Unterlieferung bzw. dessen AE-Abrufe auf seiner Website veröffentlicht. Aus dem Verhalten der BG in der Vergangenheit kann geschlossen werden, dass diese Anreize mit entsprechend unterstützender Fahrplan-Renominierung für den Systemausgleich beantwortet werden.

Wir danken für die Möglichkeit zur Stellungnahme, ersuchen um Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.



Mag. Michael Mock
Geschäftsführer



Mag. Wolfgang Ziehengraser
Konsulent