

EVN AG · Postfach 100 · 2344 Maria Enzersdorf

Energie-Control Austria  
Vorstand  
Rudolfsplatz 13a  
1010 Wien

Kontakt            Mag. Andreas Rautner BA, Dipl. Ing. Ernst Miksovsky  
Tel. / Dw.         02236 - 200 - 12600 / 12350  
Datum             12.1.2012

**Fragenliste zu „Zwischenberichten“ KEMA-Gutachten zu  
Entry-Exit Tarifierung und Bilanzierung**

Sehr geehrter Herr Dipl. Ing. Bolz, sehr geehrter Herr Mag. Ing. Graf!

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu den o.a. am 20.12.2011 präsentierten  
Unterlagen und erlauben uns dazu folgendes anzumerken:

**TEIL 1: Zwischenberichte zu den KEMA-Gutachten zu Entry-Exit und Tarifierung**

Allgemein ist anzumerken, dass die bisher vorliegenden Informationen zur Entry-Exit-Tarifierung noch nicht ausreichend sind, konkrete oder detaillierte Antworten auf einige der gestellten Fragen zu geben. Auch ist anzumerken, dass in den Unterlagen der KEMA einige Punkte nicht in Einklang mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen in Österreich zu bringen sind. Daher muss ein Teil der gestellten Fragen direkt aus dem GWG beantwortet werden. Obwohl wir der Auffassung sind, dass das GWG selber einige Inkonsistenzen hinsichtlich Praktikabilität aufweist und nicht immer einen funktionierenden Markt (insbesondere auf Großhandelsebene) ermöglicht, sind wir der Meinung, dass sich die Marktregeln jedenfalls an den bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen zu orientieren haben.

Im Detail wird über die Fragen hinaus zu den Folien beispielhaft für die ersten 6 Folien folgendes angemerkt:

- 1.) Folie 4, Kurzstreckentarife: Wir weisen darauf hin, dass Kurzstreckentarife keine gesetzliche Deckung haben und auch einem funktionierenden Markt entgegenwirken.
- 2.) Folie 4, Standardprodukt feste Kapazitäten, Jahresprodukt: Das alleinige Standardprodukt „Jahr“ ist im Sinne der gesetzlichen Rahmenbedingungen und des Marktes unzureichend.
- 3.) Folie 6: Arbeitspreise sind auf Fernleitungsebene gesetzlich nicht vorgesehen (siehe §74, Abs 1)

Insgesamt wird somit angemerkt, dass die Unterlage des Consultants nicht vollständig auf die österreichische Rechtslage anwendbar ist.

**Direktion**

EVN Platz  
2344 Maria Enzersdorf  
Telefon 02236 200-0  
Fax 02236 200-2030  
E-Mail [info@evn.at](mailto:info@evn.at)

Sitz der Gesellschaft: Maria Enzersdorf  
Registriert: Landesgericht Wr. Neustadt  
FN 72000 h, DVR: 0024341,  
UID: ATU14704505

**Folgende Punkte werden aus Sicht der EVN zusätzlich zu den gestellten Fragen angemerkt:**

- 1.) Es ist für einen funktionierenden Markt unumgänglich, dass die gemäß §170 zugewiesenen Kapazitäten hinsichtlich der Eigenschaften (insbesondere Laufzeit etc.) gleichwertig zu jenen an der Online-Plattform angebotenen Kapazitäten sind.
- 2.) Wir ersuchen um konkrete Darstellung, wie der Handel mit Kapazitäten in den Marktregeln geplant ist. Die Frage stellt sich aufgrund der teilweise überschneidenden Bestimmungen des §32 (3) Z7, §§36, 38 sowie 39. Der §32 regelt die Verpflichtung, dass Fernleitungsnetzbetreiber wirksame Bestimmungen in den AGB aufzunehmen haben. Nicht genutzte, aber kontrahierte Kapazitäten müssen Dritten zugänglich gemacht werden. Gleichzeitig hat der Netzbenutzer 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 wird, 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) 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 Verteilergebiet 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.
- 5.) Wie werden Speicher oder Produzenten behandelt, die physikalisch im Verteilernetz angeschlossen sind? Hier ist unbedingt sicherzustellen, dass diese gleich behandelt werden, wie Anlagen in der Fernleitung. Weiters ist sicherzustellen, dass für die Abwicklung der entsprechenden Einspeicherung sowie Speicherentnahme alle Speicher Österreichs gleich behandelt werden.

**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?*

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 sieht keine individuelle Kapazitätsvermarktung – wie in der Fragestellung angemerkt – vor, sondern ein zentrales Kapazitätsvergabe- bzw. Buchungsmanagement durch den Marktgebietsmanager mittels einer Internet-basierten Plattform.

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

Insgesamt steht die individuelle Vermarktung im Widerspruch zu den gesetzlichen Rahmenbedingungen und würde der Transparenz des Marktes zuwider laufen.

**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 §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.

Es ist bei der Tariffestlegung darauf Rücksicht zu nehmen, dass es trotz der Wahrung der Kostenverursachungsgerechtigkeit zu keiner Diskriminierung der Speicher in Österreich im Verhältnis zum Import bereits strukturierter Produkte kommen kann. Weiters ist unbedingt Bedacht auf die besondere Bedeutung der Speichereinrichtungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit in Österreich zu nehmen.

**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) hat der Fernleitungsnetzbetreiber sowohl fixe als auch unterbrechbare Netznutzung anzubieten, die sich in der Höhe der Tarife unterscheidet. Gemäß §73 (1) soll es auch im Verteilernetz unterbrechbare Netznutzungstarife geben, deren Tariffhöhe sich auch nach der Unterbrechungswahrscheinlichkeit richtet.

Insgesamt wäre daher zu begrüßen, dass sich auch die im Fernleitungsnetz angebotenen unterbrechbaren Kapazitäten preislich an der Unterbrechungswahrscheinlichkeit orientieren, sofern das Verfahren zur Feststellung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit nachvollziehbar ist.

**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 Lastflussszusagen den gleichen Effekt erzielen?*

Es ist unserer Meinung nach für einen funktionierenden Markt notwendig, den jeweiligen Entry- und Exitpunkten ein Höchstmaß an festen (nicht unterbrechbaren) Kapazitäten bereitzustellen. Maßnahmen zur Abwendung von Transportbeeinträchtigungen durch den Marktgebietsmanager bzw. die FL-NB könnten in einem gewissen Ausmaß im Wege von Engpassmanagement (wie z.B. durch Lastflussszusagen) realisiert werden.

**Frage 5:**

*Wie schätzen Marktteilnehmer das Potenzial für das Angebot von Lastflusszusagen in Österreich ein und wie müssten diese gestaltet sein?*

Keine Antwort.

**Frage 6:**

*Wie beurteilen Marktteilnehmer die Bepreisung von unterjährigen Kapazitäten und die Anwendung von Saisonalitätsfaktoren?*

Die Bepreisung von unterjährigen Kapazitäten ist aus Sicht der EVN 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 Inlands-Exit eine saisonale Differenzierung der Tarife erfolgt, müsste aufgrund der Kostenverursachungsgerechtigkeit auch eine saisonale Differenzierung der Netztarife im Verteilernetz umgesetzt werden.

**Teil 2: Zwischenberichte zu den KEMA-Gutachten zu Balancing:**

**Fragen unter Annahme getrennter Bilanzierungs- und Ausgleichensysteme für Fernleitungsnetz und Verteilernetz:**

*In diesem Modell erfolgt die Einführung einer Tagesbilanzierung nur im Fernleitungsnetz auf Basis der Vorgaben der Balancing FG und NC. Im Verteilernetz wird das bestehende Stundensystem und Gastag beibehalten.*

**Folgende Punkte werden aus Sicht der EVN zusätzlich zu den gestellten Fragen angemerkt:**

Dieses Modell ist aufgrund der in unserer Stellungnahme vom 14.12.2011 genannten Gründe 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 Ausgleichensenergiepreismodell geschaffen werden (vgl. Folie 15 Punkt 2 - Punkt 4: gem. Punkt 2 sind keine Anreize zum Ausgleich gegeben, da genau der 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 für jeden Lieferanten bzw. Kunden handelbar sind.. Zur weiteren Vermeidung der Ausgleichsenergie wäre auch eine Reduktion der Vorlaufzeiten von Intraday-Fahrplananmeldung jedenfalls

anzustreben. Ein funktionierender Intradaymarkt, zumindest im Stundenraster, ist auch eine notwendige Grundvoraussetzung für die Beschaffung von Ausgleichsenergie.

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.

Reine Handelsfahrpläne (analog Strom) müssen immer ausgeglichen sein. Damit sollte sichergestellt werden, dass reine Händler oder Shipper nicht das österreichische Gassystem negativ beeinflussen, da nur bei Endkunden, Produktionseinheiten oder Speichern Ausgleichsenergie auftreten kann. Dementsprechend sind Vorkehrungen in den Marktregeln zu schaffen.

**Frage 1:**

*Wie können bei unterschiedlichen Ausgleichsenergiepreisen im Fernleitungsnetz und Verteilergesamtgebiet individuelle Optimierungsstrategien von Netzbenutzern zulasten des Gesamtsystems verhindert werden?*

Eine Optimierung zulasten des Gesamtsystems muss hintangehalten werden. Dies kann zB dadurch erfolgen, dass reine Handelsfahrpläne immer ausgeglichen sein müssen und AE nur beim physikalischen Einzelpunkt auftreten kann. Natürlich muss den Marktteilnehmern die Möglichkeit offen stehen, möglichst kurzfristig zur Stützung des Systems die eigene Abweichung durch Transaktionen zu minimieren.

**Frage 2:**

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

Abweichungen für reine Handelstransaktionen sollen unzulässig sein. Abweichungen dürfen nur bei Versorgung von Endkunden, Übernahme von Produktion oder Speicherbewegungen auftreten. Ein Toleranzbereich, in dem die Verrechnung der Ausgleichsenergie entfällt, widerspricht der Kostenwahrheit und dem Grundsatz der Bilanzierung und wird somit abgelehnt.

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

Aufgrund der folgenden Fragen wird von EVN angenommen, dass hier das Modell der einheitlichen Tagesbilanzierung gemeint ist. Dieses Modell wird aufgrund der in unserer Stellungnahme vom 14.12.2011 genannten Gründe abgelehnt. Wir sind der Auffassung, dass dieses Modell zu einer Schwächung der Systemintegrität bei gleichzeitiger Verteuerung führt und damit nicht im Sinne der Gaskunden ist.

**Frage 1:**

*Soll es unterschiedliche, kundengruppenspezifische Umlagesysteme für die untertägige Strukturierung geben?*

Keine Antwort.

**Frage 2:**

*Wäre eine Wahlfreiheit des Netznutzers, sich einer bestimmten untertägigen Kundengruppe anzuschließen (etwa über einen Modulationstarif) einer zwangsweisen Einordnung vorzuziehen?*

Nein, dies darf nicht in der Wahl des Netznutzers sein. Vergleichsweise kann sich ein Kunde ja auch nicht sein Standardlastprofil selber wählen.

**Frage 3:**

*Wie können bei unterschiedlichen Ausgleichsenergiepreisen in angrenzenden Marktgebieten individuelle Optimierungsstrategien von Netzbenutzern zulasten des österreichischen Systems verhindert werden?*

Jedes Marktgebiet muss für sich selber ausgeglichen bilanzieren. Die Ausgeglichenheit der reinen Handelstransaktionen in Österreich muss aufgrund der Größenverhältnisse Verbrauch zu Transit immer aufrecht bleiben. Ob die angrenzenden Marktgebiete diese Bedingung auch benötigen, ist dort zu entscheiden.

**Frage 4:**

*Sollen untertägige Beschränkungen auf Stundenbasis oder auf kumulierter Basis gesetzt werden?*

Keine Antwort.

**Für beide Ausgestaltungsarten:**

**Frage 1:**

*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 ggü. 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 Regelenergie 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 Merit Order List oder ähnliches erfolgen wird. Diesbezüglich ersuchen wir um weitere Informationen.

**Frage 2:**

**Welche Bemessungsgrundlage sollte für Toleranzen herangezogen werden?**

Es soll keine Toleranzen geben.

**Frage 3:**

*Sollte 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 Bedarf an Ausgleichs- oder Regelernergie im Gesamtsystem kann ja nur zeitnahe und nicht nachträglich aufgebracht werden. Aufgrund bestehender Verträge (zB Vollversorgung von Kunden in anderen Bilanzgruppen als der Versorger) 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, kann jedoch kaum verhindert werden. Daher sehen wir die Tagesbilanzierung als kritisch und lehnen diese ab (vgl. Stellungnahme vom 14.12.2011)

**Frage 4:**

*Sollte es in der Bilanzzone Toleranzen für den Stabilitätsgrad des Gesamtsystems geben?*

Die Stabilität des Gesamtsystems ist jederzeit aufrecht zu erhalten. Dementsprechend sind die Grenzen für den operativen Betrieb im Einzelfall entsprechend den geltenden Normen zu setzen. Toleranzen für die Systemstabilität selber sind inakzeptabel, da diese einem vorgegeben Ausfallsrisiko des Gesamtsystems gleichkommen.

**Frage 5:**

*Sollten Netzbewutzer einen Anreiz zum Systemausgleich erhalten?*

Ja. Siehe obige Anmerkungen und Ausführungen.

Wir ersuchen um entsprechende Berücksichtigung unserer Anmerkungen und verbleiben

mit freundlichen Grüßen

EVN AG

