



Energie-Control Austria  
Rudolfsplatz 13a  
1010 Wien

marktregeln@e-control.at

Wien, 13. Jänner 2012

**KEMA Zwischenbericht „Grundsätze der Entry-Exit-Tarifierung“ und Zwischenergebnisse  
„Studie Bilanzierungsmodell Gas“ und Fragenliste  
Stellungnahme der EconGas GmbH**

Sehr geehrte Damen und Herren,

EconGas GmbH erlaubt sich, zu den o. a. Berichten und der Fragenliste wie folgt Stellung zu nehmen:

Die Beauftragung eines renommierten Beraters zur Ermittlung und Analyse von grundlegenden Parametern zur Prüfung der Möglichkeiten und Darstellung der Modellbandbreite begrüßen wir prinzipiell.

Aufgrund einerseits des präsentierten Umfangs der Berichte und des Stands der Analysen sowie andererseits des engen Zeitrahmens, der für die Modellerstellung als Grundlage für die Marktregeldefinition und deren folgende Umsetzung zur Verfügung steht, möchten wir unsere Enttäuschung darüber zum Ausdruck bringen, dass die vorliegenden Aussagen und die leider noch nicht verfügbaren Ergebnisse, sowie die Diskussion am 20.12.2011 weder eine Abschätzung der Konsequenzen allfälliger Modelländerungen und noch weniger eine belastbare Aussage über das mögliche Zielmodell für den zukünftigen österreichischen Gasmarkt zulassen. Eine Optimierung oder auch nur halbwegs effiziente Gestaltung ist unter diesen Voraussetzungen leider nicht zu erwarten.

Wir verweisen in diesem Zusammenhang auch auf unsere Stellungnahme zum Diskussionspapier vom 15.12.2011 und die dort getätigten generellen Anmerkungen.

Um den Prozess effizienter, strukturierter und weniger ressourcen- und kostenintensiv zu gestalten, würden wir es begrüßen, wenn bereits vorliegende Regelungen von vornherein berücksichtigt würden, anstatt sie in der KEMA-Studie so zu behandeln als würden sie noch zu entscheiden sein.

Bevor wir auf Ihre Frageliste eingehen erlauben wir uns noch, zu den beiden Präsentationen folgende Anmerkungen zu machen bzw. Fragen zu stellen:

## **Präsentation „Grundsätze der Entry-Exit-Tarifierung“**

- Zu Seite 4 und 14: Wie bekannt, ist im Rahmen der ENTSO-G ein network code in Ausarbeitung, der europaweit Produkte festlegt und verpflichtend auf der TSO Ebene anzuwenden sein wird. Ein Hinweis oder Bezug darauf fehlt.
- Zu Seite 6: Mit dem Begriff „Brennstoffgas“ ist vermutlich Brenngas gemeint – dies sollte unserer Ansicht nach im Tarif enthalten sein. Der TSO kauft ggf. notwendige Brenngasmengen zu.
- Zu Seite 12: Die abzuleitenden Ergebnisse aus der Länderanalyse sind unklar. Weiter ist zu hinterfragen, warum zB Belgien angeführt ist, da das Modell unserer Kenntnis nach nicht mehr lange existieren wird.
- Zu Seite 13: Eine Framework Guideline für Tarifierung ist bei ACER in Vorbereitung, die angeführten Informationen unterstützen die österreichische Diskussion nicht.
- Zu Seite 14: Generell zeigt sich unserer Meinung nach aus der Aussage, dass es durchaus relevant ist, welche Strukturen bzw. welche Situation im jeweiligen Land vorliegen.
- Zu Seite 18 bis 21: Ist es wirklich sinnvoll und effizient neue Modelle zu erstellen, zu konfigurieren und zu optimieren, wenn diese Systeme und die Kompetenz bereits bei den TSO's vorliegt. KEMA kann u. E. in der verfügbaren Zeit keinesfalls mit vertretbarem Aufwand eine Qualität liefern, wie sie für eine ausreichend gute Beurteilung des österreichischen Systems erforderlich wäre.
- Zu Seite 22: Da sich die Kapazitätssituation je nach tatsächlicher Nutzung (nicht nur durch die Buchung) verändert, ist eine kurzfristige Berechnung erforderlich. Zur Stabilisierung der Kapazitätssituation sind Maßnahmen wie z. B. Lastflusszusagen („LFZ“) sinnvoll und notwendig. Nicht nominierte Kapazitäten werden schon bisher als unterbrechbare Kapazitäten vermarktet, ein short term UIOLI ändert nichts an der gesamten verfügbaren Kapazität.
- Zu Seite 24: Eine LFZ auf reiner commodity Basis wird uE nicht angeboten werden. Dies zeigen auch die Erfahrungen am deutschen Markt.
- Zu Seite 22 bis 28: Die wesentlichen Themen dieser Seiten werden in den ENTSO network codes zu CAM bzw. bei CMP geregelt. Eine Diskussion darüber erübrigt sich daher zu diesem Zeitpunkt.
- Zu Seite 33: An welchen Punkten wird es welche arbeitsabhängigen Entgeltteile geben und wie werden diese ermittelt? Die Fahrweise z. B. der Kompressorstationen sind u. E. nicht direkt zuordenbar.
- Zu Seite 34 bis 40: Die Darstellungen und Informationen geben keine Information zu möglichen konkreten Tarifen oder auch nur Indikationen. Durch die zukünftigen Tarife sollen jedenfalls die Kosten im Vergleich zu den derzeitigen Kapazitätsverträgen nicht steigen.

- Zu Seite 41: Die Kapazitätsprodukte sind durch den ENTSOG network code für CAM grundsätzlich festgelegt. Es besteht daher keine Notwendigkeit, neue oder andere Produkte für das österreichische Modell zu entwickeln.
- Zu Seite 42: Die Aussagen basieren u. E. auf der aktuellen GasNZV in Deutschland. Auch hier sollte auf die Regelungen aus dem ENTSOG network code Bezug genommen werden, da diese bindend anzuwenden sein werden.
- Zu Seite 43: LFZ sollten markt - und wettbewerbsorientiert gestaltet werden, da sie sonst nicht angeboten werden. UIOLI auf Tagesbasis reduziert die Flexibilität für die Versorger und Lieferanten.
- Zu Seite 46: Grundsätzlich sind die Aussagen zu begrüßen. Wie diese erreicht werden bleibt leider unbeantwortet.

## Präsentation „Studie Bilanzierungsmodell Gas“

- Zu Seite 3: Der Begriff „Bilanzierung“ wird hier unterschiedlich verwendet. Beim ersten Punkt handelt es sich um eine physische Erhaltung der Netzstabilität, also eigentlich um die Aufgabe der Netzsteuerung durch die jeweiligen Netzgebietsmanager. In den folgenden Punkten ist die Aussage „stündliches Abnahmeprofil von Gasverbrauchern“ nicht korrekt. Es handelt sich vielmehr um ein unterschiedliches Verbrauchsverhalten in Abhängigkeit der Zeit und ggf. anderer Faktoren. Durch die Bilanzierung im Sinne der Ermittlung der Differenz zwischen Einspeisung und Entnahme, wird die in Unterpunkt 1 angeführte Abweichung zwischen prognostizierter und tatsächlicher Situation ermittelt.
- Zu Seite 4: Zum Punkt „Stundenbilanzierung“ ist zu ergänzen, dass diese Abweichungen aus dem unterschiedlichen Verbraucherverhalten resultieren und daher ein wesentliches Element in der Entwicklung eines Marktmodells darstellen. Jedes Marktmodell muss sicherstellen, dass die für die Kundenbelieferung notwendige Strukturierung möglich ist. Dabei sind Aspekte wie Versorgungssicherheit, Effizienz, Kostenminimierung, etc. wichtige Elemente. Die „durchschnittliche Transportzeit in einem Marktgebiet“ ist aus unserer Sicht ein zu klärender Begriff und führt in einem Entry – Exit Modell zu keinem sinnvollen Ergebnis, weil sie eigentlich auf einen Transportpfad verweist, den es im Entry – Exit Modell ja nicht mehr gibt. Der letzte Punkt – den Zugang zu Flexibilität betreffend - ist im Zusammenhang mit den vorher genannten nicht verständlich, da auf die Art und Bereitstellung der Strukturierung nicht eingegangen wurde, daher auch keine Aussage dazu sinnvoll möglich ist.
- Zu Seite 7: Die Aussage betreffend den ENTSOG network code im letzten Punkt bestätigt, dass es im Rahmen der europäischen Entwicklung Festlegungen geben wird, daher ist bei der Entwicklung der Marktregeln darauf zu achten, dass keine unnötigen – weil in kurzer Zeit wieder zu ändernden – Veränderungen festgelegt werden.
- Zu Seite 8: letzter Punkt – siehe oben Anmerkung zu Seite 3, der TSO achtet auf die Systemstabilität. Seine Ausgleichsaktivitäten sollen durch die angeführten Anreize minimiert werden, weil dadurch die Systemkosten (Ausgleichs – bzw. Regelergiekosten) gering gehalten werden.

- Zu Seite 13: Die Aussage „Pönalen dürfen nur einen kleinen Teil der gesamten Kosten für den Bilanzausgleich ausmachen“ wäre zu konkretisieren.
- Zu Seite 14: Toleranzen sollten demnach eher vermieden werden. Die KEMA Analyse gibt zum derzeitigen Stand keinerlei Anhaltspunkt, ob eine Toleranz notwendig oder sinnvoll wäre. Welche Kategorien von Transportkunden sind gemeint?
- Zu Seite 15: Gibt es hier seitens KEMA oder ECA schon konkretere Vorstellungen?
- Zu Seite 16: In Bezug auf den letzten angeführten Punkt möchten wir anmerken, dass generell keine Marktteilnehmer diskriminiert werden sollten.
- Zu Seite 17: Der angeführte GWG §62, Abs.1, lit. 30 ist u. E. keine eventuelle Bestimmung sondern der Auftrag an den/die TSO die Regeln für die Ausgleichsenergieabrechnung umzusetzen.
- Zu Seite 19 bis 25: Die Auswahl der Länder zeigt, dass sich in ganz Europa kein einheitlicher Status ergibt, sondern, dass die Länder nach ihren Notwendigkeiten Regelungen festlegen. Erfahrungen oder Erkenntnisse lassen sich daher daraus nicht ableiten. Zudem viele Länder in Übergangsphasen oder knapp nach oder vor der Einführung von neuen Modellen stehen.
- Zu Seiten 26 bis 28: Die Erfahrungen aus dem holländischen System zeigen, dass eine gute Vorbereitung und eine intensive Diskussion mit allen Marktteilnehmern eine relativ problemlose Umsetzung zur Folge hat. Die Einführung und Diskussion dieses Modells hat mehr als 2 Jahre gedauert!
- Zu Seite 29: Die auch im Bericht der BNetzA angeführte Thematik der verbesserungswürdigen Standardlastprofile und der Verursachung der Regelenergie durch den Strukturierungsbedarf aus der Anwendung der SLP und der RLMmT sollte ebenfalls erwähnt werden.
- Zu Seite 33: Den zwingenden Änderungsbedarf in Österreich im Verteilnetz auf eine Tagesbilanzierung umzustellen können wir nicht erkennen. Unseres Wissens ist auch im neuen System für Belgien eine Differenzierung zwischen dem inländischen und dem internationalen System weiterhin aufrecht. Wie in Österreich sind auch in vielen anderen Ländern noch Entwicklungen erforderlich.
- Zu Seite 34 bis 43: Die Darstellungen und Ausführungen zeigen, dass weder Modellentwicklung noch Szenarioanalysen fertiggestellt sind. Vor allem liegen keinerlei Ergebnisse vor, die unbedingt für die Entwicklung eines funktionsfähigen Modells, das für die österreichischen Verhältnisse ausreichend optimiert ist, notwendig sind.
- Zu Seite 44 und 45: Ohne diese Analysen und Untersuchungen ist keine Festlegung möglich.
- Zu Seite 47 bis 49: Die Aussage, dass in Österreich Speicher nur saisonal und nicht kurzfristig – also für Tagesstrukturierung – eingesetzt werden ist nicht nachvollziehbar und aus unserer Sicht nicht korrekt.

## Fragenliste zu „Zwischenberichten“ KEMA-Gutachten zu Entry-Exit Tarifierung und Bilanzierung (22.12.2012)

### 1. Zwischenbericht Entry-Exit

#### Fragen an die Marktteilnehmer:

- Das Konzept enthält die Empfehlung einer individuellen Kapazitätsvermarktung inkl. eines Erlösausgleichsmechanismus (aufgrund der integrierten Tarifierung) zwischen Netzbetreibern, wie sehen Marktteilnehmer diese Empfehlung, welche Alternativen wären vorstellbar?

*Letztlich muss u. E. mit dem jeweiligen TSO ein Vertrag für den Entry bzw. den Exit abgeschlossen werden (individuelle Kapazitätsvermarktung). Dieser sollte so einfach wie möglich über eine Primärkapazitätsplattform unter Anwendung des „one stop shop Prinzips“ abschließbar bzw. die Buchung durchführbar sein. Dadurch können auch erforderliche Auktionssysteme möglichst zentral und für die zukünftigen Entwicklungen offen implementiert werden. Unser Interesse gilt klar definierten Produkten mit dem Ziel einer möglichst hohen Nutzbarkeit der Kapazitäten auf Basis „firm FZK“. Die Anzahl der Entry Punkte sollte möglichst klein gehalten werden.*

- 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?

*Der jeweilige SSO hat laut GWG die Kapazität zu buchen. Dabei ist aus unserer Sicht durchaus eine individuelle Speichernutzung zu berücksichtigen. Dies ergibt sich einerseits aus einer kunden – und bedarfsorientierten Produktentwicklung und dient andererseits der effizienten Nutzung der Kapazität.*

- 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?

*Sofern unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden, ist eine Indikation über die Unterbrechungswahrscheinlichkeit jedenfalls wünschenswert. Zur Erleichterung der Vermarktbarkeit von unterbrechbarer Kapazität über zukünftige Sekundärvermarktungsplattformen ist zudem eine Klassifizierung nach Unterbrechungswahrscheinlichkeiten (zB in abgestufte Gruppen) aus unserer Sicht durchaus sinnvoll.*

- 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?

*Aus unserer Sicht sollte immer das dem Markt bzw. dem Ziel der möglichst hohen freien Zuordenbarkeit am besten dienende Instrument verwendet werden. Also wenn möglich die Lastflusszusage, wenn diese nicht verfügbar ist, dann unterbrechbare Kapazität, usw., je nach den Gegebenheiten. Zielsetzung sollte immer sein, eine möglichst hohe frei zuordenbare Kapazität anbieten zu können.*

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

*Das Potenzial für LFZ ist u. E. vorhanden. Aus Erfahrungen in anderen Ländern lässt sich ableiten, dass diese aber nur dann angeboten werden, wenn auch ein bzw. ausschließlich ein Leistungsanteil abgegolten wird. Es geht bei LFZ aus unserer Sicht nur um die Nutzung bzw. Nicht-Nutzung eines Punktes durch Erhöhung oder Reduktion der Einspeisung in das Portfolio der jeweiligen BG, es erfolgt üblicherweise kein Verkauf oder Kauf von Gas.*

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

*Unter Berücksichtigung der Marktsituation ist eine unterschiedliche Bepreisung möglicherweise sinnvoll. Warum sollte ein Kapazitätsprodukt, das nicht nachgefragt wird, nicht günstiger angeboten werden, um die Nutzung und damit auch die Kostendeckung zu erhöhen. Andererseits wäre diese Differenzierung auch im Ergebnis*

über die entsprechende Auktion zu erzielen, wodurch eine marktnähere Preisfestlegung möglich wäre.

## 2. Zwischenbericht Balancing

### Fragen an die Marktteilnehmer:

Fragen unter Annahme getrennter Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiesysteme für Fernleitungsnetz und Verteilergesamtgebiet

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

*Dies ist jedenfalls aus Sicht EconGas die präferierte Vorgangsweise, zumindest solange bis auf europäischer Ebene klar ist, welche Regelungen aus den network codes (Balancing, Tarife, Interoperability, etc.) ggf. in den Verteilergesamtgebieten umzusetzen sind und wenn auch gesicherte Analysen für eine allfällig erforderliche Umstellung vorliegen. Die derzeit vorhandenen „Ergebnisse“ bzw. die Präsentationen vom 20.12.2011 sind als Entscheidungsgrundlage nicht geeignet.*

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

*Bisher gibt es keine verlässlichen Angaben über die Ausgestaltung der Systeme und der Ausgleichsenergiepreise. Je nach entsprechender Gestaltung können negative Entwicklungen sicher hintangehalten werden. Ziel sollte u. E. eine möglichst optimale und effiziente Nutzung des Gesamtsystems sein.*

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

*Eine Abwicklung auf stündlicher Basis vorausgesetzt (die Shipper nominieren Entry- bzw. Exitmengen im Stundenraster) ist auf der Fernleitungsebene von einer geringen Abweichung zwischen Nominierung und Allokation auszugehen. Die Ausgleichsenergie*



*muss jedoch - auch laut FG Balancing - täglich abgerechnet werden. Zur Vermeidung von Ausgleichsenergie ist neben einer entsprechenden Renominierungsmöglichkeit auch die zeitnahe Information an die Shipper über ihre Situation/Lage notwendig. Grundsätzlich ist eine Toleranz im geringen Ausmaß vorstellbar, über Höhe und Auslegung kann mit den derzeit verfügbaren Informationen keine seriöse Aussage gemacht werden. Aus den am Beginn stehenden Diskussionen betreffend der ENTSO-G network codes für Balancing lässt sich u.M.n. ableiten, dass eine kumulative Toleranz nicht zulässig sein wird.*

## 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.

- 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?

*Die Einführung derartiger Umlagesysteme setzt voraus, dass die jeweilige erforderliche Flexibilität bekannt und zuordenbar ist, sowie eine Methodik zur Aufteilung der aus den für das Gesamtsystem erforderlichen Ausgleichsmaßnahmen (z.B. Regelenergieabrufe). Das dies nicht eindeutig abgrenzbar bzw. zuordenbar ist, zeigt auch das deutsche Modell in dem es diese Trennung gibt (SLP, RLMmT einerseits und RLMoT andererseits mit jeweils unterschiedlichen Toleranzen) und dies aus unserer Sicht zu einer Ungleichbehandlung führt. Es erscheint uns daher sinnvoller, die Verantwortlichkeit für die Strukturierung beim jeweiligen Versorger der Kunden zu belassen und die Qualität und Häufigkeit der dem Versorger bereitzustellenden Informationen zu erhöhen, um diesem damit die Möglichkeit zu geben, seine Einspeisung entsprechend zu prognostizieren und den Bedarf an „Regelenergie“ gering zu halten, was auch der Gesamteffizienz des Systems dienlich wäre.*

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



*Im Rahmen der Entwicklung der europäischen Regelungen und „Liberalisierung“ ist eine weitgehende Marktorientierung ein wesentliches Element. Es ist daher nicht klar, wie diese Frage gemeint ist. Aus unserer Sicht sollte das neue österreichische Modell jedenfalls nicht zu Lasten der Versorgungssicherheit für die Endkunden gehen und die generelle Vermarktbarkeit des Energieträgers unterstützen.*

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

*Dieses Thema wird im Zusammenhang mit den Ergebnissen der Analysen durch KEMA zu beantworten sein und wird dort auch als ein zu untersuchender Aspekt angeführt (siehe Seite 45 der Präsentation). Bei einer Weiterführung des bestehenden Modells wären derartige Maßnahmen aus unserer Sicht nicht erforderlich.*

## Für beide Ausgestaltungsarten:

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

*Jede Information, die es den Shippern bzw. Versorgern/Bilanzgruppen erlaubt, ihre Position zeitnah zu kennen und möglichst wirksame Maßnahmen zum Ausgleich ihrer Position zu setzen wäre zu begrüßen. Das bezieht sich insbesondere auf die Übermittlung von zeitnahen Verbrauchswerten aus dem Bereich der LPZ Kunden aber auch auf die Berücksichtigung der mit synthetischen Lastprofilen versehenen Verbraucher.*

- Welche Bemessungsgrundlage sollte für Toleranzen herangezogen werden?

*Wie bereits oben angeführt ist die Frage der Toleranzen aus unserer Sicht nur im Zusammenhang mit der Modelldefinition und den Analysen bzw. den Ergebnissen der KEMA Studie zu beurteilen.*

- 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?

*Grundsätzlich sollte jede Bilanzgruppe trachten so ausgeglichen wie möglich zu sein. Die Ermittlung der Ausgleichsenergie und allfällige sonstige Kosten ist damit eindeutig und verursachungsgerecht, sofern das Grundmodell dies zulässt. Die nachträgliche Möglichkeit des Ausgleichs zwischen Bilanzgruppen kann nur dann sinnvoll umgesetzt werden, wenn dadurch keine Veränderung der Gesamtsituation (sowohl mengen – und kostenseitig) erzeugt wird.*

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

*Wie schon an anderen Stellen angeführt ist darauf hinzuweisen, dass diese Fragen nur im Gesamtzusammenhang des zu beurteilenden Modells und des analysierten Systems zu beantworten sind. Die Erfahrungen aus dem holländischen Bereich zeigen, dass die dort definierten Maßnahmen zur Systemstabilisierung (Helper/Causer) durchaus wirksam sind (soweit das aus der Sicht eines Netznutzers beurteilt werden kann). Wir gehen davon aus, dass es notwendig und sinnvoll ist, die Systemgestaltung so zu wählen, dass die Nutzer am besten und günstigsten handeln, wenn sie keine Unausgeglichheiten generieren. Unbedingt erforderlich in einem solchen Fall sind aber die dazu notwendigen zeitnahen Informationen, ohne die die Netznutzer ja nicht wissen, wie das System und sie selber im Vergleich dazu stehen. Im Sinne einer Minimierung der Bilanzierungskosten sollten Netzbenutzer dann ggf. auch einen Anreiz zum Systemausgleich erhalten.*

Für Rückfragen zu unserer Stellungnahme steht Ihnen Herr Johann Breitenfelder ([johann.breitenfelder@eongas.com](mailto:johann.breitenfelder@eongas.com); DW 8400) gerne zu Verfügung.

Wir ersuchen um entsprechende Berücksichtigung und verbleiben

mit freundlichen Grüßen

EconGas GmbH