

Energie-Control Austria für die Regulierung
der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
zH des Vorstandes
Rudolfsplatz 13a
A -1010 Wien

Email: marktregeln@e-control.at

Wien, am 02.05.2018

Stellungnahme der AGCS zur Konsultationsunterlage der E-Control zum Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells für den österreichischen Gasmarkt

Sehr geehrter Herr Dr. Urbantschitsch, LL.M.,
sehr geehrter Herr Dipl.-Ing. Eigenbauer,

wir bedanken uns für die Einladung, Ihr Konzept für ein neues Bilanzierungsmodell binnen offener Frist (15. Mai 2018) zu kommentieren.

Die AGCS ist seit 2002 in der Funktion als konzessionierter Bilanzgruppenkoordinator für den österreichischen Gasmarkt tätig und damit eine der Hauptbetroffenen jedweder Änderung und Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells für den österreichischen Gasmarkt. Die AGCS erfüllt seit Beginn der Liberalisierung ihre Aufgaben in unabhängiger, kosteneffizienter und transparenter Weise. Vorausschicken möchten wir unsere Verwunderung, dass ein derartiges Dokument zwar dem Vernehmen nach mit anderen Systemadministratoren seitens E-Control vorbesprochen worden sein soll, aber nicht mit der AGCS. Dies hätte wohl eine Reihe von Unstimmigkeiten im Vorschlag verhindern können. Siehe dazu unsere Anmerkungen vor allem im Detail unter Punkt 3. Dies ist umso mehr erstaunlich, da wir seit 2002 schon mehrfach bewiesen haben, dass wir Umstellungen und Weiterentwicklungen des österreichischen Marktmodells immer offen gegenüberstehen und diesbezüglich konstruktiv mitarbeiten.

Das nun vorliegende Konsultationspapier enthält weitreichende Änderungen im Bereich des Bilanzierungs- und Ausgleichsenergieregimes. Wir nutzen unsere langjährige und anerkannte Erfahrung, um wie folgt Stellung zu nehmen.

Unsere Stellungnahme ist unterteilt in eine "Executive Summary", welche unsere wesentlichsten Anmerkungen kurz und prägnant zusammenfasst, einen Allgemeinen Teil mit generellen Kommentaren insbesondere auch zu Einleitung und Zielen sowie Anspruch (Punkte

1 und 2) des Konsultationsdokuments und einem dritten Teil, der sich im Detail mit den Vorschlägen des Konsultationsdokuments entlang dessen Gliederung auseinandersetzt und auch Vorschläge unsererseits aus unserer Praxis zur Weiterentwicklung des Marktmodells beinhaltet.

1. Executive Summary

- Die österreichischen rechtlichen Rahmenbedingungen gehen von einer klaren systematischen Trennung der Fernleitungs- von der Verteilerebene aus. Daher sieht das GWG 2011 nur eine Harmonisierung der auf diesen beiden unterschiedlichen Ebenen geltenden Ausgleichsregeln vor. Für eine Umsetzung der strukturellen Aspekte des Konsultationsvorschlags bedarf es unseres Erachtens einer Änderung der gesetzlichen Grundlagen.
- Die AGCS hat bereits im Jahr 2011 im Rahmen des Konsultationsverfahrens zum GWG 2011 darauf hingewiesen, dass die nicht notwendige Schaffung zusätzlicher Markttrollen zur deutlichen Verteuerung und Komplexität im Gasmarktsystem führen wird. AGCS ist daher grundsätzlich bereit an der Wieder-Vereinfachung aktiv mitzuarbeiten.
- Die vorgeschlagenen strukturellen Änderungen bewirken teilweise keine Erleichterungen für die Marktteilnehmer, wenn beispielsweise die von den Marktteilnehmern beklagte aufwendige derzeitige Börseregistrierung (die gesetzlich nicht notwendig ist) durch eine aufwendige verpflichtende Registrierung an einer eigenen Gasbörseclearingstelle ersetzt wird.
- Seit 2013 sind auch kleine BGVs, die am europäischen Handel gar nicht interessiert sind, mit einer Powernext Registrierung (Frankreich), ECC Registrierung (ECC Luxemburg), mit dem ECC Risikomanagement (Luxemburg), mit GCM (Banken) Kosten konfrontiert. Die verpflichtende Gasbörseregistrierung drängt den kleinen österreichischen Versorger in die große europäische Handelswelt hinein, ohne dass dieser dort Handelsinteressen verfolgt. Der kleine Versorger sollte unkompliziert seine Verbraucher beliefern können. Er sollte seine Beziehungsebene mit seinen Kunden arbeiten und sich nicht mit den für ihn unnötigen Gasbörseseabwicklungen in Frankreich und Luxemburg befassen müssen. Wir sind auch in diesem neuem Gasmarktmodell mit Vorschlägen konfrontiert die das Leben eines kleinen österreichischen Gasversorgers nach wie vor erschweren, indem Sie ihn zu Registrierungen an einer Gasbörseclearingstelle (GCM Vertrag) verpflichten wollen.

Damit wird der kleine Versorger dazu gedrängt, Dienstleistungen größerer Player am CEGH in Anspruch zu nehmen, um den komplexen Gasbörsen-clearingstellen-abwicklungen auszuweichen. Den Vorschlag Abwicklungsprozesse für die österreichische Versorgungsebene ins Ausland zu verlagern lehnen wir ab.

- Der Bilanzgruppenkoordinator ist der einzig eigentumsrechtlich unabhängige Systemoperator. Mit der vorgeschlagenen Strukturänderung befürchten wir eine Verschiebung von noch mehr zentralen Systemaufgaben in den Einflussbereich des größten vertikal integrierten Marktteilnehmers, mit Handels-, Speicher- und Produktionsaktivitäten. Dies sehen viele Marktteilnehmer kritisch. Eine derartige Rückführung in den Einflussbereich eines vertikal integrierten Erdgasunternehmens widerspräche auch den Vorschriften zum Ownership Unbundling.
- Bezüglich der vorgeschlagenen strukturellen Änderungen dürfen wir auch darauf verweisen, dass es im österreichischen Strommarkt und vor dem GWG 2011 auch im österreichischen Gasmarkt ein einfaches und effizientes System gibt bzw. gab. Der sinnvollste und effizienteste Weg wäre daher, zu diesem wieder zurückzukehren bzw. sich an der Gestaltung des Bilanzierungsmodells des österreichischen Strommarktes zu orientieren.
- Die verstärkte Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ist ein wichtiger Hebel für das Gelingen der von der Bundesregierung geplanten Energiewende. Durch diese Sektorkopplung können Flexibilitäten und Synergieeffekte bei der Integration von erneuerbaren Energien genutzt werden, um ganzheitliche Energiesysteme zu gestalten. Strom- und Gasmarktmodell sollen sich daher im organisatorischen Bereich ähneln und in der Abwicklung synergetischen Nutzen entfalten.
- Die im Konsultationsdokument vorgeschlagenen Änderungen des Bilanzierungsmodells müssen intensiv mit allen Marktteilnehmern abgestimmt und geprüft werden. Ebenso müssen genaue Berechnungen und Simulationen angestellt werden, um die Auswirkungen auf das Gesamtsystem vorhersagen und als Entscheidungsgrundlage transparent darstellen zu können.
- Aus unserer organisatorischen/technischen Sicht sind fast alle Vorschläge ohne strukturelle Änderungen mit den derzeit gesetzlich vorgesehenen Marktakteuren umsetzbar.
- Sollten die Analysen ergeben, dass die jeweiligen inhaltlichen Vorschläge des Konsultationsdokuments sinnvoll sind, könnte aus unserer Sicht eine rasche Harmonisierung der Ausgleichsenergieabwicklung im Markt- und Verteilergebiet gem.

§ 41 GWG 2011 jederzeit ohne gesetzlich Änderung herbeigeführt und folgende Punkte rasch von der AGCS umgesetzt werden:

- Tagesbilanzierung
 - Toleranzbänder
 - Ein Helper/Causer AE-Preismodell
 - Zulassung von Handelsgeschäften zwischen den Bilanzgruppen
 - Harmonisierung der AE-Verrechnung laut § 41 GWG: Die Komponenten der Marktgebietsbilanzgruppen können ins Bilanzierungssystem des Bilanzgruppenkoordinators gespiegelt werden. Damit wird das Marktportfolio zusammengeführt. Die Zwangsregistrierungen an PEGAS/Powernext/ECC/GCM können sofort entfallen. Anstatt der automatischen Glattstellung über Gasbörsefahrpläne werden die bei Handelsbilanzgruppen anfallenden Ausgleichsenergiemengen mit dem Bilanzgruppenkoordinator verrechnet. Dies entspricht auch dem Strommarktmodell in Österreich.
- Die Marktteilnehmer hätten ab Umstellung rasch einen unmittelbaren Nutzen, ohne dass auf strukturelle Änderungen gewartet werden müsste:
 - Marktteilnehmer profitieren vom Portfolioeffekt
 - Wegfall der Zwangsregistrierung bei der Gasbörse
 - Beschleunigung des Registrierungsprozesses wegen Wegfall der Zwangsregistrierung bei der Gasbörse
 - Das Bilanzierungs- und Clearingsystem, das Nominierungsmanagement für Handelsgeschäfte ist beim Bilanzgruppenkoordinator vollumfänglich vorhanden und durch die regulierte Clearingfee bereits finanziert.
 - Die Marktteilnehmer können im Bilanzierungs-/Clearing-/Risikomanagementsystem des Bilanzgruppenkoordinators ihre gesamten Aktivitäten einsehen und überwachen.
 - Abrechnung von Ausgleichsenergie durch eine Organisation, den bestehenden Bilanzgruppenkoordinator

2. Allgemeiner Teil der Stellungnahme

2.1 Generelles

Der vorliegende Konsultationsentwurf zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells für den österreichischen Gasmarkt basiert auf der Idee das Bilanzierungsmodell strukturell zu vereinfachen, den § 41 GWG 2011 umzusetzen sowie Änderungen bei der Bilanzierung und Verrechnung herbeizuführen. Die AGCS hat bereits im Jahr 2011 im Rahmen des Konsultationsverfahrens zum GWG 2011 darauf hingewiesen, dass die nicht notwendige Schaffung zusätzlicher Markttrollen zur deutlichen Verteuerung und Komplexität im Gasmarktsystem führen wird. Es freut uns, dass unsere damalige Einschätzung bezüglich der strukturellen Nachteile nun auch im vorliegenden Konsultationspapier geteilt wird. Die

Schlussfolgerungen der AGCS zur Lösung der strukturellen Komplexitätsprobleme folgen allerdings nicht jenen des Konsultationspapiers.

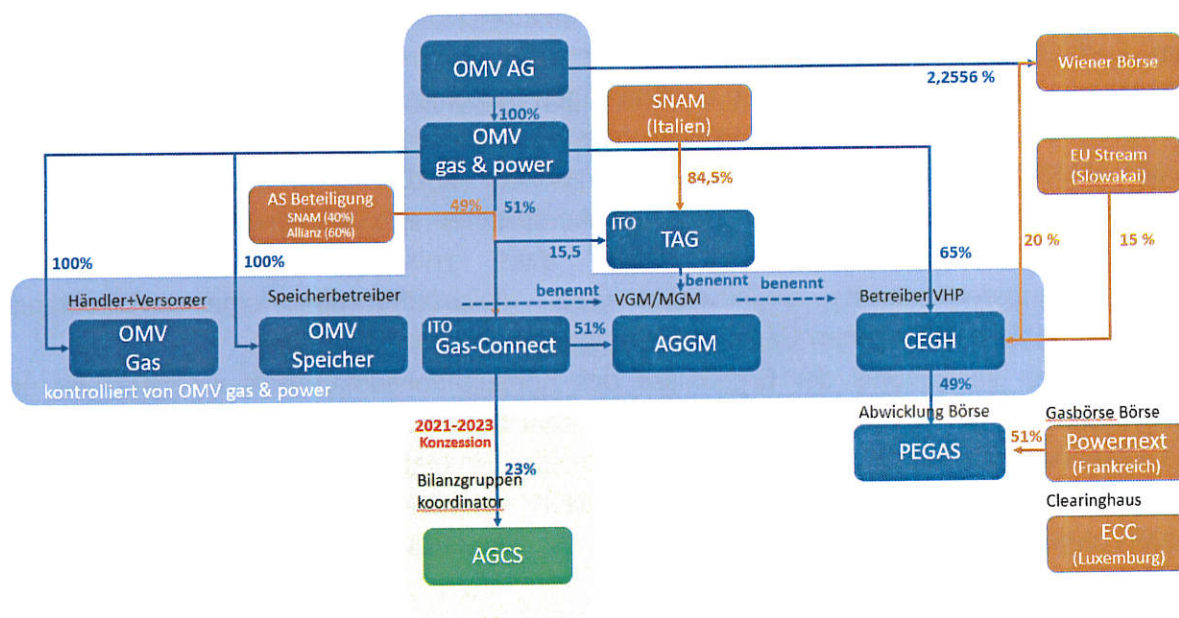
Eine rasche Harmonisierung der Ausgleichsenergieabwicklung im Markt- und Verteilergebiet gem. § 41 GWG 2011 kann jederzeit ohne gesetzliche Änderung herbeigeführt werden. Den Bilanzgruppenkoordinator, den einzig unabhängigen Systemoperator, abzuschaffen und durch zwei Organisationen, nämlich eine Bilanzierungsstelle und eine Clearingstelle, zu ersetzen und damit wiederum zusätzliche Organisationskomplexität einzubringen, lehnen wir ab. Dies widerspräche unserem Ziel der Organisationskomplexität entgegenzuwirken. Ein weiterer Widerspruch des Vorschlags liegt darin, dass einerseits die Abschaffung der Gasbörsezwangsregistrierung angekündigt wird, gleichzeitig aber eine verpflichtende Registrierung an einer eigenen Gasbörsen-clearingstelle vorgeschlagen wird.

Zum besseren Verständnis der Ergebnisse des Konsultationsdokuments ersuchen wir um Veröffentlichung der Simulationsergebnisse der dem Dokument zu Grunde liegenden Markt- und Effizienzüberlegungen. Diese Berechnungen und Simulationen sollen Auswirkungen auf das Gesamtsystem transparent darstellen. Nur so können die Marktteilnehmer die Auswirkungen der substantiellen Änderungen (Tagesbilanzierung, Ausgleichsenergiepreismodell) nachvollziehen.

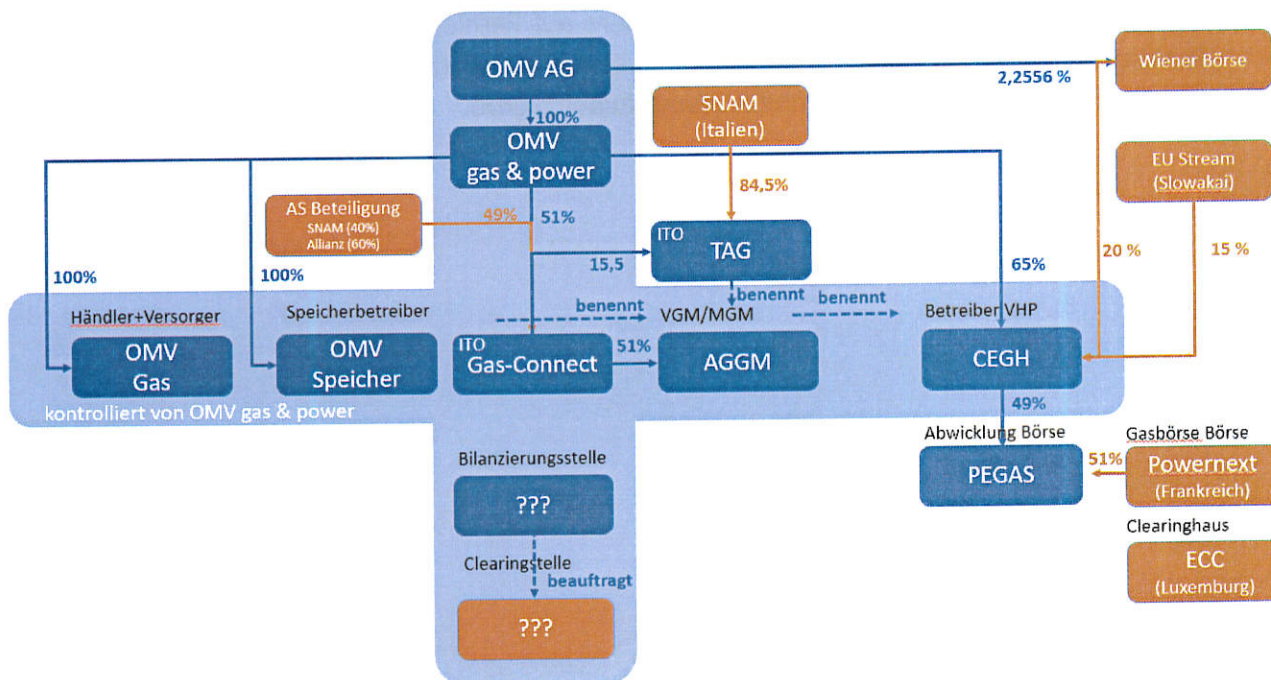
2.2 Unabhängigkeit der Systembetreiber

Wesentlichstes Ziel des Dritten Energiemarkt-Liberalisierungspaketes war die Etablierung der Unabhängigkeit der Netzbetreiber insbesondere auf Fernleitungsebene. Dabei darf es keinen Rückschritt geben. Schon jetzt ist der Einfluss des größten österreichischen Marktplayers im Netzbetrieb und bei den Systembestreibern äußerst groß.

Folgende Grafik zeigt den derzeitigen Einfluss des größten Marktplayers im Marktgebiet Ost auf den Systembetrieb:



Das mögliche Ergebnis des Gasmarktmodellvorschlages



Eine derartige Lösung für eine Bilanzierungsstelle ist einer unabhängigen Abwicklung nicht förderlich.

Die Verschiebung von noch mehr Systemaufgaben in den Einflussbereich des größten vertikal integrierten Marktteilnehmers, mit Handels-, Speicher- und Produktionsaktivitäten, sehen viele Marktteilnehmer kritisch.

Schon vor 10 Jahren wurde im Rahmen des Dritten Energiemarkt-Liberalisierungspaketes festgestellt, dass nur von unabhängigen Systemoperatoren zu erwarten ist, dass sie ohne störende Interessen im Wettbewerbsbereich, an der Weiterentwicklung des Marktes mitarbeiten. Trotzdem befinden sich in Österreich wesentliche Systemaufgaben beim größten vertikal integrierten Marktteilnehmer.

Die Richtlinie 2009/73/EC legt in ihrem Artikel 9 (8) fest, dass nur in den Fällen in denen ein Fernleitungsunternehmen zum 3.9.2009 Teil eines vertikal integrierten Unternehmens war von den strengen Auflagen der eigentumsrechtlichen Entflechtung abgewichen werden kann. Dies gilt auch für einzelne Funktionen. Ein Rückschritt ist nicht möglich. Daher können Aufgaben der Bilanzierungsstelle, da bisher von einer unabhängigen Organisation erfüllt, nicht an einen ISO oder ITO übertragen werden, womit alle Konzernunternehmen eines vertikal integrierten Unternehmens ausscheiden.

In diesem Sinn hat auch die Europäische Kommission in ihren "Interpretative Notes" Folgendes festgehalten:

„INTERPRETATIVE NOTE ON DIRECTIVE 2009/73/EC

2. UNBUNDLING FOR TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS (TSOs)

2.1 Introduction and general provisions

..... The ISO and ITO models can only be chosen for a specific TSO if on entry into force of the Directives, i.e. 3 September 2009, the transmission system belonged to a vertically integrated undertaking (Article 9(8) Electricity and Gas Directives).

It is not possible to go from a situation of ownership unbundling to an ISO or an ITO

In diesem Zusammenhang ist noch darauf hinzuweisen, dass im Rahmen der kleinen Ökostromnovelle 2017 das GWG abgeändert und die Konzession des Bilanzgruppenkoordinators mit Übergangsfrist von 2021 bis 2023 aufgehoben wurde. Der BKO als Funktion auf Verteilerebene soll laut GWG nunmehr nach einem Ausschreibungsverfahren durch E-Control benannt werden. Es stellt sich die Frage, ob nun von dieser nun aktuellen GWG Regelung abgewichen werden soll.

2.3 Stellungnahme zur Einleitung

2.3.1 Klarstellungen zu den rechtlichen Rahmenbedingungen

In der Einleitung werden die Motivation und die Grundsätze zur Änderung dargelegt. Hierzu ist aus rechtlicher Sicht anzumerken, dass sich die bestehenden rechtlichen Grundlagen für die

Bilanzierung in den Gas-Fern- und Verteilerleitungen und der Abrechnung der daraus entstehenden Kosten sowie die diesbezügliche Rollenverteilung wie folgt darstellen:

Ad Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (NC BAL):

Wie sich schon aus dem Titel dieses, auch Basis der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 erlassenen Netzkodex ergibt, ist Gegenstand die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen. Die Trennung zwischen Fernleitung (Transport von Erdgas in überregionalen Hochdruckfernleitungen) und Verteilung (Transport über örtliche und regional Leitungsnetze zum Zwecke der Belieferung der Kunden) ist bereits in der Richtlinie 2009/73/EG und der genannten VO (EU) 715/2009 festgeschrieben und damit die Grundlage der derzeit geltenden Marktregeln. Auf dieser Basis müssen auch die entsprechenden Ausführungsgesetze und Verordnungen wie das GWG 2011 und der NC BAL gelesen und verstanden werden.

Auf Grund dieser vorgegebenen Trennung ist es daher keineswegs so, dass im NC BAL eine integrierte Bilanzierung eines gesamten Marktgebietes ohne systematische Trennung zwischen Fernleitungsebene und Verteilergebiet angelegt ist – ganz im Gegenteil. Dies ergibt auch eine sich im vorgegebenen Rahmen haltende Wortinterpretation ganz eindeutig:

Der NC BAL regelt die Gasbilanzierung in den Fernleitungsnetzen und nicht in den Verteilernetzen. Gemäß Erwägungsgrund (10) enthält deshalb der NC BAL nur insoweit "Bestimmungen, die für Verteilernetzbetreiber gelten und zum Ziel haben, deren Aufgaben nur in den Fällen und in dem Umfang, wie dies für die ordnungsgemäße Durchführung dieser Bestimmungen erforderlich ist, zu harmonisieren". Genau deshalb gibt der NC BAL keineswegs vor, dass eine "Bilanzierungszone" auch Verteilernetze umfassen muss. Die diesbezügliche Definition lautet in Art. 3 Ziff 1 NC BAL: "Bilanzierungszone" ein Entry-Exit-System, für das ein spezifisches Bilanzierungssystem gilt und das Verteilernetze oder Teile davon umfassen kann". Deshalb sind auch als "physikalische Bilanzierungsmaßnahme" nur Maßnahmen erfasst die ein Fernleitungsnetzbetreiber ergreift "um die in das Fernleitungsnetz eingespeisten oder aus ihm ausgespeisten Gasflüsse zu ändern" (Artikel 3 Ziff 2. NC BAL). Der NC-BAL legt deshalb auch für Verteilernetzbetreiber und prognostizierende Parteien nur Informationspflichten fest (siehe Artikel 39 bis 42 NC BAL).

Daraus ergibt sich, dass gerade auch die NC BAL konform mit der grundlegenden Trennung von Fernleitungsebene und Verteilergebiet eine getrennte Bilanzierung als Regelfall ansieht. Es bedarf daher zur effektiven Umsetzung eines weiterentwickelten Bilanzierungssystems im Einklang mit den Vorgaben der NC BAL, keiner strukturellen Zusammenführung der Bilanzierungsakteure und -systeme auf Fernleitungs- und Verteilerebene in Österreich. Die Bildung einer zentralen Bilanzierungsstelle ist ebenfalls nicht vorgegeben.

Somit widersprechen die einschlägigen Regeln im GWG 2011 und auch die dazu bis dato ergangene und derzeit geltende Marktmodellverordnung 2012 idgF keineswegs den europarechtlichen Vorgaben.

Ad GWG 2011

Aber auch das GWG 2011 und insbesondere der von E-Control herangezogene § 41 GWG 2011 sieht eine Zusammenlegung von Markttrollen nicht vor. Ganz im Gegenteil, § 41 (4) GWG 2011 ist genauso wie Erwägungsgrund 10 des NC BAL nur die Basis für eine Harmonisierung der Ausgleichsregelungen in Fernleitungs- und Verteilernetz:

§ 41 (4) GWG 2011 lautet:

"Die Regulierungsbehörde kann Festlegungen treffen zu den Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen im Marktgebiet, und zwar insbesondere zur Dauer der Ausgleichsperiode, Nominierungs- und Fahrplanabwicklung, Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern und der Definition des Gastags. Dabei ist abhängig von dem Ergebnis eines entsprechenden Konsultationsprozesses, in dem sämtliche betroffenen Marktteilnehmer einzubeziehen sind, auf eine Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetz innerhalb von zwei Jahren ab dem Inkrafttreten des Netzkodex gemäß Art. 8 Abs. 6 lit. j der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 hinzuwirken."

§ 14 Ziff 3. und 14 GWG 2011 lautet u.a.:

"die Koordination der Netzsteuerung und des Einsatzes von Netzpufferung (Linepack) sowie der Abruf der physikalischen Ausgleichsenergie im Zusammenwirken mit dem Verteilergebietsmanager im Marktgebiet vorrangig über den Virtuellen Handelpunkt unter Berücksichtigung des effizienten Einsatzes der Regelenergie mit dem Ziel der Minimierung des Abrufs von physikalischer Ausgleichsenergie die Organisation der Abrechnung der Ausgleichsenergie im Fernleitungsnetz im Zusammenwirken mit dem Betreiber des Virtuellen Handelpunktes und den Fernleitungsnetzbetreibern Aufgabe des Marktgebietsmanagers."

Gemäß § 87 (4) GWG 2011 hat der Bilanzgruppenkoordinator u.a.

"im Rahmen der Berechnung, Zuweisung und Verrechnung der Ausgleichsenergie für das Verteilernetz hat der Bilanzgruppenkoordinator

- 1. die Differenz von Fahrplänen bzw. Nominierungen zu Messdaten zu übernehmen und daraus die Ausgleichsenergie zu errechnen;*
- 2. die Preise für Ausgleichsenergie entsprechend dem in der Verordnung gemäß § 41 Abs. 2 Z 3 beschriebenen Verfahren zu ermitteln und in geeigneter Form ständig zu veröffentlichen;*
- 3. Entgelte für Ausgleichsenergie zu berechnen und den im Verteilernetz tätigen Bilanzgruppenverantwortlichen sowie Verteilernetzbetreibern (§ 58 Abs. 1 Z 12) zu verrechnen;***

4. *besondere Maßnahmen zu ergreifen, wenn keine Angebote für Ausgleichsenergie für das Verteilernetz vorliegen;*
5. *die verwendeten standardisierten Lastprofile zu verzeichnen, zu archivieren und in geeigneter Form zu veröffentlichen."*

Wie sich u.a. aus der Stellungnahme von EFET zur damals anstehenden "kleinen" Ökostromnovelle ergibt (Schreiben EFET vom 22.2.2017) bezieht sich die Kritik der EFET neben der aber gesetzlich teilweise vorgegebenen Verteilung der Aufgaben auf unterschiedliche Systemadministratoren, nur auf die auf der Fernleitungsebene praktizierte "ex-ante" Bilanzierung unter verpflichtender Teilnahme aller Bilanzgruppenverantwortlichen an der Gasbörse. Somit richtet sich die Kritik nicht auf die im Verteilergebiet angewandten Regeln und Operatoren, sondern bezieht sich ganz klar auf die Fernleitungsebene mit der die Bilanzierung im Verteilgebiet wohl nichts zu tun hat. Die Mitglieder der EFET (Gashändler) haben in ihrer Tätigkeit auch nur mit den Playern auf der Fernleitungsebene zu tun, da bekanntlich alle Handelsfahrpläne (auch jene des Verteilgebietes) über den VHP abzuwickeln sind.

Eine Umstellung auch auf Fernleitungsebene auf ein ex-post Bilanzierungssystem steht zweifelsohne in der Ingerenz von E-Control im Rahmen der Verordnungsermächtigung in § 41 GWG 2011. Dasselbe gilt auch für eine entsprechende Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetz. Dabei können zur Optimierung im Rahmen der gesetzlichen Aufgabenverteilung auch weitere Möglichkeiten der Zusammenarbeit zwischen den gesetzlich vorgesehenen Systemdienstleistern überlegt werden.

Dies bedeutet, dass an der Realisierung eines marktgebietsübergreifenden Portfolioeffekts für die Bilanzgruppen jederzeit gearbeitet werden kann. Die Umsetzung erfordert Abstimmungen, Vertragsanpassungen und Prozessanpassungen zwischen AGGM und AGCS. ,

E-Control beklagt das Scheitern an der Zusammenlegung von Markttrollen gemäß den rechtlichen Vorgaben. Das GWG 2011 ist der gesetzliche Rahmen für die erstmalige Erschaffung dieser Markttrollen (Betreiber VHP, Marktgebietsmanager, One-Stop-Shop). Dass der Fernleitungsnetzbetreiber seine Aufgaben/Abteilungen abspaltete und damit ab 2013 Komplexität und Organisationsvielfalt schuf, hat der Bilanzgruppenkoordinator nicht zu verantworten. Den unabhängigen Bilanzgruppenkoordinator gibt es notwendigerweise bereits seit der Voll liberalisierung, welche 2002 mit dem Bilanzgruppen- und Clearingsystem des Bilanzgruppenkoordinators umgesetzt wurde.

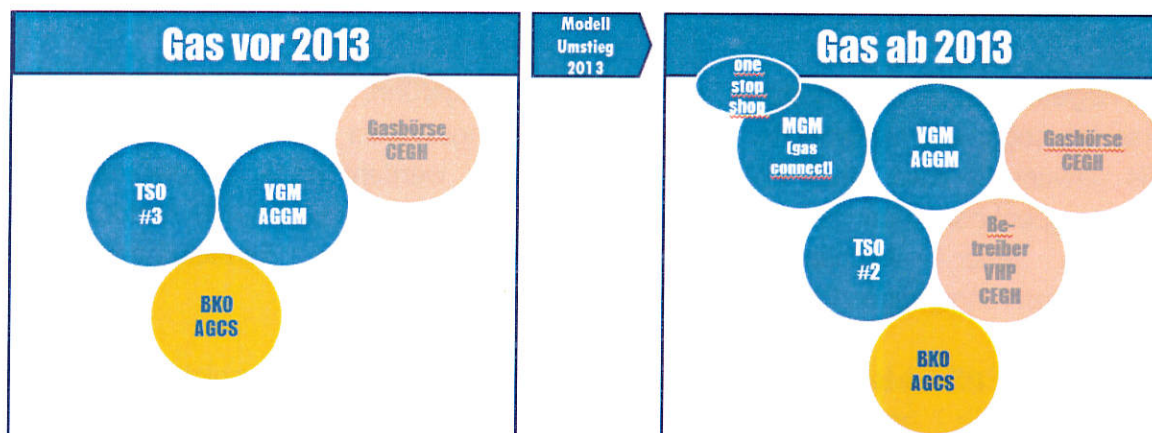
2.3.2 Gasmarktmodell

Das Gasmarktmodell 2013 belastet die Marktteilnehmer durch Organisationkomplexität und zusätzliche Kosten. Durch die Vielzahl an neu geschaffenen Institutionen wurde das System für die Marktteilnehmer intransparent.

Das Konsultationspapier lobt das durch das GWG 2011 geschaffene Gasmarktmodell als umfassende Verbesserung zum Status Quo vor dem 1.1.2013 und kritisiert die damit einhergegangene beträchtliche vertragliche und operative Komplexität, die im Wesentlichen in der Trennung in zwei separate Systeme (ex-ante-Bilanzierung auf Fernleitungsebene durch den Marktgebietsmanager mit verpflichtender Teilnahme an der Gasbörse und ex-post-Bilanzierung auf Verteilergebietsebene durch die Bilanzgruppenkoordinatoren) begründet ist.

Dieser Trennung lag die Absicht zu Grunde den CEGH als Betreiber des VHP, obwohl Monopolbetrieb, unreguliert und gewinnorientiert einzurichten.

Die Grafik zeigt die durch das GWG 2011 entstandene Organisationsvielfalt.



Durch das GWG 2011 entstanden zusammengefasst nicht nur zusätzliche Rollen, sondern auch folgende Problemfelder:

- Schaffung eines Marktgebietsmanagers mit One-Stop-Shop, welcher die Registrierung eines Marktteilnehmers in wenigen Tagen garantieren sollte. Die Registrierung dauert aufgrund der zwingenden Börseregistrierung jedoch Monate.
- Schaffung eines VHP Betreibers der gleichzeitig Börseabwicklungsstelle war und im Eigentum des größten Marktplayers ist.
- Der Betreiber des VHP ist Monopol und dessen Gebühren sind unreguliert. Das Betriebsergebnis liegt weit über dem regulatorisch anzuwendenden WACC Ansatz.
- Die Zwangsregistrierung an der Börse für alle Marktteilnehmer ist durch das vom MGM bestimmte Ausgleichsenergieregime im Marktgebiet bedingt. Dadurch sind seit 2013 alle Marktteilnehmer zu einer CEGH (später PEGAS) Mitgliedschaft, einer Börsemitgliedschaft (französische Powernext), einer ECC Mitgliedschaft (ECC Luxem-

burg) und einem GCM Vertrag mit einer Bank verpflichtet. Eine Zwangsmitgliedschaft an der Gasbörse ist nicht Teil des GWG.

- Die Abwicklung von Handelsgeschäften im Verteilgebiet über den BKO ist seit 2013 nicht mehr möglich, da diese Fahrpläne am CEGH abgewickelt werden mussten. Bis zu diesem Zeitpunkt mussten Unternehmen, welche nur im Verteilgebiet tätig waren keine der obengenannten Mehrfachregistrierungen vornehmen und konnten kostengünstig (EUR/MWh 0,001) ihren Handel bei der AGCS abwickeln. Die Gebühr, 1/20 der gegenwärtigen CEGH Handelsgebühr, war für alle Marktteilnehmer ident, womit eine Diskriminierung kleiner Marktteilnehmer ausgeschlossen war.

2.4 Stellungnahme zu Punkt 2 - Ziele

Ein **Tagesbilanzierungssystem** wurde bereits eingeführt, wobei mit dem aktuellen Vorschlag sogar alle Verbraucher ins Tagesbilanzierungssystem übergeführt werden sollen. Falls gewünscht wird, dass alle BGs tagesbilanziert werden, dann ist dies durch den Bilanzgruppenkoordinator jederzeit umsetzbar. Dazu bedarf es keiner GWG Änderung, aber jedenfalls einer Abschätzung, ob der Netzpuffer der Fernleitungen dieses Tagesbilanzierungsregime für alle Marktteilnehmer erlaubt.

Als **Anreiz zur Minimierung des Regelennergieeinsatzes** dient der Ausgleichsenergiepreis. Da Grenzpreise gewichtete Durchschnittspreise mit Auf- und Abschlägen zu Ausgleichsenergiepreisen werden, besteht ein solches Anreizsystem bereits. In der Kälteperiode Ende Februar 2018 sind die AE-Preise auf fast 100 EUR gestiegen; dies war ausreichend Motivation für die Marktteilnehmer Ausgleichsenergie zu vermeiden. Falls das Preismodell adaptiert werden soll, kann eine Änderung vom Bilanzgruppenkoordinator jederzeit durchgeführt werden. Seit 2013 wurden bereits einige Preismodelländerungen zeitnah durchgeführt. Eine Umsetzung ist also auch hier ohne GWG Änderung unmittelbar möglich.

Etablierte Clearingprozesse werden von der AGCS seit 2002 **vollautomatisch** betrieben und die Geldbeträge werden vollautomatisch über die jeweiligen Bankverbindungen der Marktteilnehmer zur Verrechnung gebracht. Wir können hier keinen Mangel oder Engpass erkennen!

Falls die Versorgermengen zeitnaher abgerechnet werden sollen, müssen die Netzbetreiber in der Lage sein, täglich qualitätsgesicherte Messwerte zu übermitteln. Die AE-Mengenermittlung und die AE-Abrechnung können auch täglich durch die AGCS erfolgen. Bei ausreichender Datenqualität kann der Bilanzgruppenkoordinator das Clearing auf tägliche Abrechnung umstellen. Unser Clearingdienstleister Oesterreichische Kontrollbank Aktiengesellschaft (OeKB) kann Einzüge und Auszahlungen täglich abwickeln, ähnlich wie dies von OeKB für die Strombörse EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA) schon seit 2002 durchführt.

Das **zeitnahe Clearing** hängt von der Fähigkeit der Netzbetreiber ab, täglich Daten zu übermitteln. Weiters muss berücksichtigt werden, dass eine tägliche Abrechnung bei den jeweiligen Marktteilnehmern einen enormen zusätzlichen Aufwand (Datenübermittlung, Kontodisposition, Rechnungskontrolle, Verbuchung, etc.) auslöst.

Zur zentralen **Mehr-/Mindermengenabrechnung**. In Österreich sprechen wir von 1. Clearings oder Periodenabrechnungen, Nachverrechnungen, Endabrechnungen oder 2. Clearings, daher ist für uns nicht nachvollziehbar, warum versucht wird Begriffe aus „Gabi Gas“ einzuführen. 2. Clearings werden seit 2002 von AGCS zentral abgewickelt und wir können bei dieser Abwicklung keine Probleme erkennen. In Deutschland werden die Mehr-/Minderabrechnungen von den Verteilnetzbetreibern mit den Lieferanten, also dezentral durchgeführt. In unserem „finalen“ Clearing wird aufgrund der korrigierten Messwerte die gesamte Bilanz des Versorgers neu errechnet, um den korrekten AE-Preis (abhängig von der BG-Richtung) festzustellen. Die neuerliche Bilanzierung ist im 2. Clearing notwendig, um eine korrekte AE-Verrechnung zu gewährleisten. Es muss jedenfalls sichergestellt werden, dass die finale Abrechnung mit den jeweils gültigen AE-Preisen erfolgt. Im 2. Clearing werden einige hundert tausend EUR zwischen den Marktteilnehmern verrechnet. Das von ECA vorgeschlagene Verfahren (erlösneutraler Börsepreis im 2. Clearing) würde einen Teil der Marktteilnehmer benachteiligen.

Das Konsultationsdokument empfiehlt ein **erlösneutrales System**, welches auf Basis einer Tagesumlage möglich sein soll. Im Folgenden einige Gedanken zu mengen- und erlösneutralen Systemen. Bis 2013 hatten wir eine mengen- und erlösneutrale Bilanzierung bei der Ausgleichsenergieverrechnung im Gasmarkt. Bei der Ausgleichsenergieverrechnung des Strommarktes haben wir bis dato eine mengen- und erlösneutrale Bilanzierung. Ein ordentliches Buchhaltungssystem (Jeder Wert wird auf 2 Konten gebucht) sollte für Mengenneutralität sorgen. Das Umlagekonto kann für Erlösneutralität sorgen, selbst wenn Mengenneutralität nicht gegeben ist. Ab dem Jahr 2001 wurde für Strom und ab dem Jahr 2002 für Gas ein mengen- und erlösneutrales Clearingsystem betrieben. In 2013 wurde die Erlösneutralität und Mengenneutralität allerdings durch das Gasmarktmodell abgeschafft. Seitdem ist es tatsächlich so, dass Mengendifferenzen (aus Messdifferenzen, Brennwertdifferenzen, ...) bei der Weiterverrechnung von Ausgleichsenergie beim Bilanzgruppenkoordinator auftreten. Es freut uns, dass der Wert und Nutzen von Erlösneutralität nun wiedererkannt wird. Das eigentliche Ziel sollte Mengenneutralität sein, damit vermieden wird, dass AE-Mengen, die Netz/Speicher/Produktion zuzuordnen sind, nicht das Umlagekonto belasten. Das Umlagekonto ist jedenfalls kein Kosten-/Erlöstopf, um dort Mengen aus Mess- und Brennwertdifferenzen unterzubringen und darüber zu verrechnen.

Im Konsultationspapier wird befürchtet, dass Situationen von **nicht marktbasiert beherrschbaren BG-Unausgeglichheiten** auftreten können. Wenn jetzt schon Regelungsrisiko geortet wird, welches selbst im Normalzustand durch Fahrpläneinkürzungen bei Versorgern gemanagt werden müsste, empfehlen wir, die gewünschte Integration (Verteilernetze und Fernleitungsnetze) vorsichtig und angemessen zu betreiben. Ob der Netz-

puffer der Fernleitungen ausreicht, um das Tagesbilanzierungsregime für alle umzusetzen, hängt von den technischen Möglichkeiten der Fernleitungen ab.

Die **transparente Netzbilanzierung**: Die Messwerte hängen bei den nichtgemessenen Verbrauchern von deren Standardlastprofilen (kurz SLP) ab. Da diese den Verbrauch nur näherungsweise abbilden, kommt es zu Differenzen, welche durch das Restlastverfahren bereinigt werden. Der Bilanzgruppenkoordinator führt derzeit ein Restlastverfahren, welches den SLP Fehler auf den Monat verteilt durch, wobei es erst vor kurzem zu einer Umstellung von Tagesband auf Monatsband kam. Im Rahmen dieser Umstellung wurde sehr viel für Netztransparenz getan. Heute sind alle NB verpflichtet ihre Linepackwerte, Messdifferenzwerte, Eigenverbrauchswerte auf ihre Netzbilanzgruppen zu melden und fast alle Netzbetreiber kommen dieser Verpflichtung auch nach. Wir sehen derzeit kein Defizit bei der Detaillierung der Komponenten. Ein Defizit besteht im Bereich der Brennwerte.

3. Stellungnahme zu Punkt 3

3.1 Vertragspartner

Der VGM und MGM sind bereits organisatorisch in der AGGM vereint. Damit wurde dieser Forderung des GWG zur Zusammenführung von Organisationen bereits entsprochen.

Betreffend der im Konsultationsdokument vorgeschlagenen gemeinsamen Bilanzierungsstelle für alle Marktgebiete in Österreich halten wir fest, dass seit 2002 die AGCS als Bilanzgruppenkoordinator für den Osten und die A&B als Bilanzgruppenkoordinator für den Westen konzessioniert sind.

Beide Bilanzgruppenkoordinatoren nutzen synergetisch alle Systeme und Ressourcen. Die Verträge sowie das Regelwerk sind nahezu ident. Aufgrund der physischen Trennung der Marktgebiete sowie der Vorteile der lokalen Präsenz halten wir eine Aufrechterhaltung der A&B und der Betriebsstätte in Innsbruck für zweckmäßig.

3.2 Integrierte Bilanzzone

Das Konsultationspapier spricht von der Aufhebung der Grenze zwischen Verteilergebiet und Marktgebiet. Endverbraucherfahrpläne sind nicht mehr relevant, da alle Fahrpläne, Messwerte in einer Bilanzgruppe zusammengeführt werden. Damit entsteht eine Bilanzgruppe die alle Komponenten aufnimmt, bis auf die Handelsgeschäfte am VHP.

Nicht alle Komponenten sind in der Bilanzgruppe beim MGM zusammengeführt, denn die Fahrpläne für Handels- und Börsegeschäfte sind nur beim CEGH verfügbar, womit die gemein-

same Bilanzgruppe nicht die individuellen Handelsgeschäfte der Marktteilnehmer am VHP wiedergeben wird.

Ein direkter Handel zwischen Bilanzgruppen außerhalb des Dienstleistungsportfolios des CEGH sollte aus unserer Sicht, wie vor 2013, wiederum uneingeschränkt möglich sein. Auch heute stehen wir bereits vor einer Situation in der nicht der gesamte Gashandel am VHP stattfindet, denn Gashandelsgeschäfte finden auch im Speicher statt. Daher schlagen wir vor, dass Gashandelsgeschäfte unter Nutzung des AGCS Nominierungsmanagementsystems zu einem regulierten Preis (ca. 0,001 EUR/MWh), wie vor 2013, zwischen allen Bilanzgruppen wieder möglich sind. Dabei sollen die weiterhin unregulierten, kompetitiven Marktdienstleistungen des CEGH (Betreibers des VHP) keinesfalls eingeschränkt werden.

Als weitere Bilanzgruppen sind auch die BGs für Speicher, BGs für Produktion, also im Grunde die in 2013 abgeschafften externen Konten an der Verteilergebietsgrenze wieder vorzusehen. Falls Speicher bzw. Produktion Ausgleichsenergie verursachen, dann sollte die verursachte Ausgleichsenergie von diesen Verursachern getragen werden anstatt das Umlagekonto zu belasten. Speicher und Produktion befinden sich, wie am Erläuterungstermin festgestellt außerhalb des Marktgebietes, deren Mengen durchqueren aber das Verteilergebiet. Wenn Ausgleichsenergie mit einspeisenden Biomethanproduzenten abgerechnet wird, dann soll gewährleistet sein, dass für Speicher und Produktion Konten an der Marktgebietsgrenze eingerichtet werden, um eventuell dort auftretende Ausgleichsenergie mit diesen Marktteilnehmern abzurechnen. Für uns ist es unverständlich, dass es für die kleinen Biomethaneinspeiser Verpflichtungen (AE-Abrechnung und Brennwertverpflichtungen) geben soll, die großen Speicherbetreiber und Erdgasproduzenten davon aber ausgenommen sind.

Die Verbrauchsmengen müssen jedenfalls prognostiziert und die Fahrpläne entsprechend erstellt werden. Möglicherweise ist es aus Sicht der Steuerung in Engpasssituationen für den MGM notwendig, die Endkundenfahrpläne zu kennen, um entsprechende Fahrplaneinkürzungen umzusetzen.

3.3 Tagesbilanzierungssystem

Verfügbarer Netzpuffer wird auch heute schon genutzt und ist ein wesentlicher Teil der Ausgleichsenergiebewirtschaftung. Daher sollte die Netzpuffernutzung - die Differenzen zwischen der Summe der stündlich gemessenen Gasmengen an einem Punkt und der Summe der für diese Stunde allokierten Gasmengen an diesem Punkt – im Stundenraster und täglich veröffentlicht werden.

Die individuellen Netzpuffer Konten, die der MGM diesbezüglich mit den TSOs führt, sowie die entsprechenden Netzpuffervereinbarungen, sollen auf der Homepage des MGM transparent dargestellt werden. Der Netzpuffer ist eine wesentliche Ressource für den Ausgleich und ist mindestens so wichtig wie die von der Gasbörse abgerufene Ausgleichsenergie.

3.4 Datenbereitstellung/-veröffentlichung

Wir unterstützen die Forderung der BGVs, dass Verbrauchsmessdaten sowie Daten des Marktgebietes laufend aktualisiert und den Bilanzgruppen bereitgestellt werden. Diese Daten werden von den BGVs benötigt, damit diese deren Bilanzgruppen real-time überwachen und steuern können. Diese real-time Daten sind darüber hinaus auch für das Risikomanagement des Bilanzgruppenkoordinators wesentlich.

Aus unserer Sicht wird hier eine Art Zentralisierung („Datendrehscheibe“) von Datenveröffentlichungen/-verteilungen durch MGM/VGM vorgeschlagen. Möglicherweise war daran gedacht die Rolle des One-Stop-Shop neu zu definieren oder mit Zusatzfunktionen auszustatten. Allerdings fällt auf, dass im Dokument der One-Stop-Shop nicht mehr erwähnt wird.

Wesentlich ist, dass die Daten, welche die Organisationen veröffentlichen, von Dritten beliebig ohne Einschränkung wiederverwendet werden können. MGM, VGM, VHP, BKO, Börsen sollen ihre Daten kostenlos, transparent, userfreundlich, downloadbar veröffentlichen.

3.5 Neues Ausgleichsenergiepreismodell

Im Konsultationspapier wird ein neues Preismodell vorgeschlagen. Wir nehmen an, dass Simulationen zu diesem helper/causer Preismodell durchgeführt wurden. Leider liegen der Konsultation keine Berechnungen bei, welche die Vorteile des vorgeschlagenen Preismodells betätigen würden.

Die berechneten AE-Preise sollen, wie heute der Fall, auf präzisen Werten beruhen. Derzeit beruhen diese auf Abrufmengen, Abrufpreisen, Börsepreise. Dies sind Werte, die unmittelbar feststehen und eine AE-Preisermittlung nach dem Tag ermöglichen.

Bei dem vorgeschlagenen Causer/Helper Prinzip beruhen die Preise noch zusätzlich auf der Regelzonenlage (dies ist eventuell nicht unmittelbar ein präziser Wert und gerade dann kritisch, wenn sich die RZ Lage nahe bei 0 befindet). Daher muss diese Regelzonenlage präzise und unverrückbar als Messwert nach dem Tag feststehen. Auch beim Strukturierungsbeitrag wird davon gesprochen, dass das Toleranzband eine flexible Größe sein soll. Alle Komponenten die den AE-Preis oder Strukturierungspreise bestimmen, müssen nach dem Tag fix sein. Unsicherheiten bei der AE-Preisermittlung darf es keine geben. Zeitreihen die den AE-Preis beeinflussen und vom MGM übermittelt werden, sollten daher im Nachhinein unveränderbar sein. Damit soll vermieden werden, dass Zeitreihen für die Preisfestsetzung im Nachhinein korrigiert werden und damit tausende Korrekturrechnungen (bei täglichem Clearing) ausgelöst werden.

Wir unterstützen generell Modelle, in denen die Marktteilnehmer mehr Gestaltungsspielraum haben und daher unterstützen wir auch deren Möglichkeit für Gegenregeln.

3.6 Untertägige Verpflichtungen

Sie schreiben, dass abhängig davon ob physikalische Ausgleichsenergie an einem Tag gekauft und verkauft wird ein Strukturierungsbeitrag an Bilanzgruppen verrechnet werden soll. Die Verrechnung des Strukturierungsbetrages hängt also nicht nur von der Bilanzgruppe ab, sondern ist durch das Abrufmanagement der AGGM bestimmt. Die untertägige Verpflichtung beinhaltet ein Toleranzband, welches sich situationsbedingt dynamisch anpassen soll. Das Rechenwerk zu den Strukturierungsbeiträgen beinhalten also 2 Parameter die von den Marktteilnehmern nicht mehr nachvollzogen werden können. Im Grunde soll auch der Verbraucher über 300 MW Anschlussleistung vom Netzpuffer profitieren, daher schlagen Sie das Toleranzband vor, andererseits fordern Sie, dass diese Kategorie Strukturierungsengelte bezahlt. Im Westen Österreichs haben wir in den Wintermonaten mangels Netzpuffer fast täglich gegenläufige Abrufe. Strukturierungsbeiträge wurden deshalb aber bisher noch nicht diskutiert.

Der Sinn des Strukturierungsentgelts ist anscheinend, einen zusätzlichen Kostenbeitrag zu erheben, womit das Strukturierungsentgelt weniger als Pönalisierung zu sehen ist, um ein Verbraucherverhalten zu erzwingen. Wahrscheinlich haben die Verbraucher nur geringe Möglichkeiten dem Strukturierungsentgelt auszuweichen.

Im Grunde ist dieses komplexe Verfahren eine Kompensation für die von Ihnen geplante Abschaffung der Stundenbilanzierung. Aus unserer Sicht ist es nicht empfehlenswert auf die Tagesbilanzierung ein derart komplexes stundenrelevantes Verfahren aufzusetzen und wir halten es für kontraproduktiv die einfache und transparente Stundenbilanzierung für die Verrechnung auf Versorgungsebene abzuschaffen. Darüber hinaus ist diese Stundenbilanzierung für die Verbraucherkategorie mit hoher Anschlussleistung im Verteilgebiet durchaus NC BAL konform.

Alle AE-Verrechnungskomponenten sollen für alle MT nachvollziehbar sein. Ein System, in dem Bänder dynamisch festgelegt werden, die Verrechnung von Strukturierungsbeiträgen vom Abrufverhalten der AGGM abhängt, erschwert diesen Anspruch. Das tägliche Ausmaß des Toleranzbandes, das Rechenverfahren zu dessen Ermittlung, ist für einen Marktteilnehmer kaum nachvollziehbar.

Wir begrüßen Ausgleichsenergieabrechnungssysteme, die einfach und transparent sind, daher lehnen wir ihr vorgeschlagenes komplexes und intransparentes Strukturierungsregime mit dynamischen Toleranzbändern noch dazu abhängig vom Abrufverhalten der AGGM ab.

Organisatorisch und technisch ist ihr Strukturierungsregime natürlich umsetzbar. Es auch in Österreich umsetzen zu wollen, nur weil es in einigen europäischen Ländern ähnliche Lösungen gibt halten wir für nicht gerechtfertigt.

3.7 Kosten Erlösneutralität

Derzeit führen wir ein Umlagekonto, welches die Über-/Unterdeckungen aus der Ausgleichsverrechnung aufnimmt. Dieses wächst im Westen kontinuierlich an, während es im Osten eher stagniert. Es wird nun eine Tagesumlage vorgeschlagen, damit täglich zu Null gecleart werden kann. Dieser Vorschlag ist nicht vereinbar mit dem aktuellen monatlichen Restlastverfahren. Außerdem würde selbst die Änderung nur eines Messwertes die Umlage für diesen Tag ändern und eine Rechnungskorrektur für alle BGs auslösen.

Derzeit wird die Umlage nur mit den Verbrauchsmengen der Tagesbilanzierer abgerechnet. In Zukunft ist anscheinend geplant, die Umlage für alle Bilanzgruppen auf Basis deren Umsatzmenge zu errechnen und ausbezahlen. Zur Umlage möchten wir feststellen, dass bei der Ermittlung der AE-Preise Aufschläge auf den Gasbörsebezugspreis angewandt werden. D.h. man würde im Normalfall davon ausgehen, dass es Überschüsse (wie am Umlagekonto der A&B) geben wird, und dass diese Überschüsse zu Auszahlungen an alle Bilanzgruppen führen werden. Mit Ihrem Vorschlag sollte es daher zu Auszahlungen der Umlage an internationale Handelsbilanzgruppen kommen. Der Umsatzmenge im Verteilergebiet von ca 90 TWh steht eine Umsatzmenge im Marktgebiet von ca 600 TWh. Sie schlagen vor, dass die Überschüsse, die durch AE-Verrechnung an die österreichischen Versorger entstehen überwiegend an internationale Handelsbilanzgruppen ausgezahlt werden sollen. Wahrscheinlich planen Sie, die internationalen Händler an den AE-Kosten der österreichischen Versorgungsebene zu beteiligen, haben dabei aber übersehen, dass das Umlagekonto systematisch einen Überschuss aufweisen muss.

3.8 Tägliche Abrechnung

Voraussetzung für eine tägliche Abrechnung ist, dass die Netzbetreiber qualitätsgesicherte Daten täglich übermitteln können. Die AGCS könnte, so die Daten vollständig vorliegen, auch täglich die AE-Rechnungen/-Gutschriften ermitteln und am nächsten Tag über SEPA Mandate einziehen/auszahlen. Eine Plausibilitätsprüfung kann bei täglichen Abrechnungen jedoch nicht mehr durchgeführt werden. Würde es an Datenqualität mangeln, dann würde das tägliche Clearing täglich fehlerhaft sein und es würden später für jeden Tag Korrekturen durchgeführt werden müssen.

Das tägliche Clearing hat auf der Versorgerebene keine Bedeutung für das Risikomanagement der Versorgerbilanzgruppen. Ein fehlgeschlagener Einzug zeigt eventuell die Zahlungsunfähigkeit an, kann aber auch durch Abwicklungsprobleme bei der Bank oder ein fehlerhaftes SEPA Mandat ausgelöst werden. Selbst wenn Zahlungseinzüge wiederholt

fehlschlagen, kann eine Bilanzgruppe mit Messwerten nicht gesperrt werden. Im Insolvenzfall wird eventuell jeder Zahlungseinzug fehlschlagen und das monatelang. Die tägliche Abrechnung hat Bedeutung für das Liquiditätsmanagement.

Die Rechnungslegung aus täglichem Clearing sowie aus den notwendigen Korrekturen wird sich jedenfalls verzweifachen, womit auch der buchhalterische und verwaltungstechnische Aufwand für alle Marktteilnehmer im entsprechenden Ausmaß ansteigen wird.

In der Konsultationsunterlage wird vorgeschlagen, dass es eventuell eine Bilanzierungsstelle und eine Clearingstelle geben soll. Entgegen dem Ziel weniger Institutionen zu schaffen, sollen nun die Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators von zwei getrennten Organisationen einer Bilanzierungsstelle und einer Clearingstelle erfüllt werden. Die Schaffung von zwei Organisationen, wobei die Aufgaben derzeit von einer erfüllt werden, lehnt die AGCS ab. Das widerspricht Ihren Vereinfachungsbestrebungen.

Da das finanzielle Clearing unter die Aufgabe der AGCS fällt, erfolgt eine Überwachung der Kosteneffizienz dieser Leistung durch E-Control. Dabei werden die Leistungen und Entgelte seitens der österreichischen Regulierungsbehörde überprüft und genehmigt und dadurch die Angemessenheit der Kosten sichergestellt. Durch die Auslagerung des finanziellen Clearings an eine Gasbörsen-clearingstelle, zum Beispiel ECC, ist die Möglichkeit der Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörde nicht mehr gegeben, sowie verfügt die Behörde nicht über die Möglichkeit die ECC Entgelte (oder dahinter liegenden GCM Kosten) zu beeinflussen. Würde das Clearing durch eine ECC erfolgen, so ist zu befürchten, dass sich darüber hinaus Regelwerkumsetzungen erschweren oder verzögern könnten, da jede österreichische Änderung im Rahmen der Ausgleichsenergieverrechnung zuerst bei der internationalen Clearingstelle umgesetzt werden müsste.

Insbesondere bei international tätigen Clearingstellen sind deren standardisierte Regeln und Anforderungen zu akzeptieren. Wir gehen davon aus, dass die Verschiebung einer so wesentlichen Rolle für den österreichischen Energiemarkt nach Luxemburg den Gestaltungsraum im österreichischen Energiemarkt stark einschränken wird.

Börsenmengen welche am VHP abgewickelt werden berühren die für Händler geschaffenen Gasbörsen und Gasbörsen-clearingstellen in Europa. Dieses Abwicklungsschema für die Abwicklung europäischer Gasbörsenmengen soll nicht in die lokale österreichische Versorgungsebene hineinwuchern und dort für ungerechtfertigte Erschwernisse sorgen. Falls weiterhin europäische Abwicklungsorganisationen in Frankreich und Luxemburg für die Abwicklung der Gasversorgung in Österreich relevant sein werden, dann wird der kleine österreichische Versorger weiterhin durch teure, komplexe, unnötige Vertragsbeziehungen belastet.

3.9 Mehr- Minderabrechnung

In der Konsultationsunterlage wird angeführt, dass eine dem NC BAL konforme Mehr- und Mindermengenabrechnung erfolgen soll. Im zitierten Artikel ist diese Abrechnung für das Verteilgebiet aber dezidiert von den Regeln des NC ausgenommen:

*„Artikel 2 (3): Diese Verordnung **gilt nicht für** die gegebenenfalls erforderliche Abrechnung von **Mehr- und Mindermengen**, die zu einem späteren Zeitpunkt von den Letztverbraucher-Zählerablesungen abgeleitet werden, sobald diese vorliegen....“*

Somit können die geforderten Änderungen wohl nicht mit dem NC BAL begründet werden.

Derzeit ist diese Mehr-/Minderabrechnung durch das 2. Clearing sinnvollerweise beim BKO zentralisiert. Die AGCS organisiert diese Form der Abrechnung des 2. Clearings bereits seit 2002. Dieser zentrale Prozess ist etabliert und funktioniert ident wie im Strombereich.

In dem Zusammenhang schlägt E-Control eine Abrechnung vor, die nicht zum korrekten Ausgleichsenergiepreis des ersten Clearings erfolgen soll. Es soll zu einem anderen Preis, nämlich zum Börsereferenzpreis, abgerechnet werden. Dieser Preis wurde von Ihnen vorgeschlagen, um im 2. Clearing Erlösneutralität sicherzustellen.

Abhängig vom Ausmaß der Mengendifferenz könnte sich für den BGV sogar die Bilanzgruppenrichtung ändern, womit im 2. Clearing ein anderer Ausgleichsenergiepreis für den Marktteilnehmer zur Anwendung käme. Beim 2. Clearing wird 15 Monate später von AGCS mit den finalen Messdaten noch einmal eine komplette Bilanzierung durchgeführt. Dabei wird auch die Restlast für den Monat neuerlich ermittelt. Die Differenzen (zwischen 1.Cl., 2. CL), hier handelt es sich um einige hundert tausend EUR, werden mit den Marktteilnehmern korrekt abgerechnet. Da ECA vorschlägt zu einem anderen Preis abzurechnen, wird bei jedem 2. Clearing wegen der fehlerhaften Abrechnung ein Teil der Marktteilnehmer geschädigt werden.

Im 2. Clearing muss jenes Bilanzierungs- und Preismodell zur Anwendung kommen welches im 1. Clearing Gültigkeit hatte. Auch im Rahmen des Clearings der APCS für den Strommarkt wird die dortige Sozialisierungsumlage im 2. Clearing final und korrekt ermittelt, um damit eine korrekte erlösneutrale Ausgleichsenergieverrechnung sicherzustellen. Wir lehnen es ab mit einem falschen AE-Preis das 2. Clearing abzurechnen, auch wenn Sie diesen als „den neutralen Gasbörsenpreis“ bezeichnen.

Entsprechend ihres Preismodells müssen wir auch im 2. Clearing die Umlage neu ermitteln, um die von Ihnen gewünschte Erlösneutralität zu erreichen. Diese Ermittlung stellt kein Problem dar.

Im Laufe der Zeit kommt es zu Änderungen im Bilanzierungssystem bzw. zu Preismodelländerungen. Das Clearingsystem wird für jede Nachverrechnung und für das 2. Clearing das im 1. Clearing gültige Bilanzierungs- und Preisberechnungsmodul anwenden.

Daher kann es auch durchaus sein, dass die AGCS in einem Monat mehrere Bilanzierungs- und Preisberechnungsmodule anwenden muss, abhängig davon für welchen Monat die Nachverrechnungen und 2. Clearings durchgeführt werden. Unser Bilanzierungs- und Clearingsystem ist für diese Anforderungen entwickelt worden.

Nach unserer Kritik an Ihrem Vorschlag im Rahmen des Erläuterungstermins stellte ECA fest, dass es in anderen Ländern auch so sei, dass für die Mehr-/Minderabrechnung nach 15 Monaten ein Gasbörsepreis zur Anwendung kommen würde. Dazu möchten wir feststellen: Wenn Fernleitungsnetzbetreiber oder Bilanzierungsstellen in Europa nach 15 Monaten die Bilanzierung des 1. Clearings nicht korrekt wiederholen können, da sie nicht mit ordentlichem Mengenbuchhaltungssystem, sondern mit Zeitreihenarithmetikmodellen bilanzieren, dann soll dieses organisatorische und technische Unvermögen dem österreichischen Bilanzierungsmodell nicht als Vorbild dienen.

Die Vorschläge im vorliegende Konsultationspapier dürften nicht umfangreich durchdacht worden sein oder aber sie sind unvollständig.

3.10 Nicht marktbasiert beherrschbare Bilanzgruppenabweichungen

Dieser Punkt berührt die Versorgungssicherheit. Wir gehen davon aus, dass die Fernleitungsbetreiber die Gasmengen (Kompressorgas, Linepackmanagement), welche sie für die Erfüllung der Transportdienstleistung benötigen weiterhin selbst beschaffen werden. Während also Ausgleichsenergie für die Unausgeglichenheit der Versorger, für die Unausgeglichenheit bei Handelsbilanzgruppen, für die Linepackbewirtschaftung vom MGM/VGM abgerufen wird, werden Ausgleichsenergiemengen auch von den 2 Fernleitungsnetzbetreibern selbst abgerufen, damit diese deren Transportdienstleistung auf der Fernleitungsebene erfüllen können. Wir haben damit organisatorisch, kommerziell und technisch eine tatsächliche Trennung zwischen Verteilerebene und Fernleitungsebene. Eine technische Verbindung zwischen diesen Ebenen besteht über das OBA Management. Diese Trennung besteht weiterhin, wobei diese Trennung die kommerziellen Bilanzgruppen nicht belasten wird falls über eine gemeinsame Bilanzgruppe für Markt-/Verteilergesamt der Portfolioeffekt genutzt werden kann.

Bei der im Konsultationsdokument vorgeschlagenen noch intensiveren Nutzung des Netzpuffers der Fernleitungen sollte eigentlich weniger Energie von der Gasbörse abgerufen

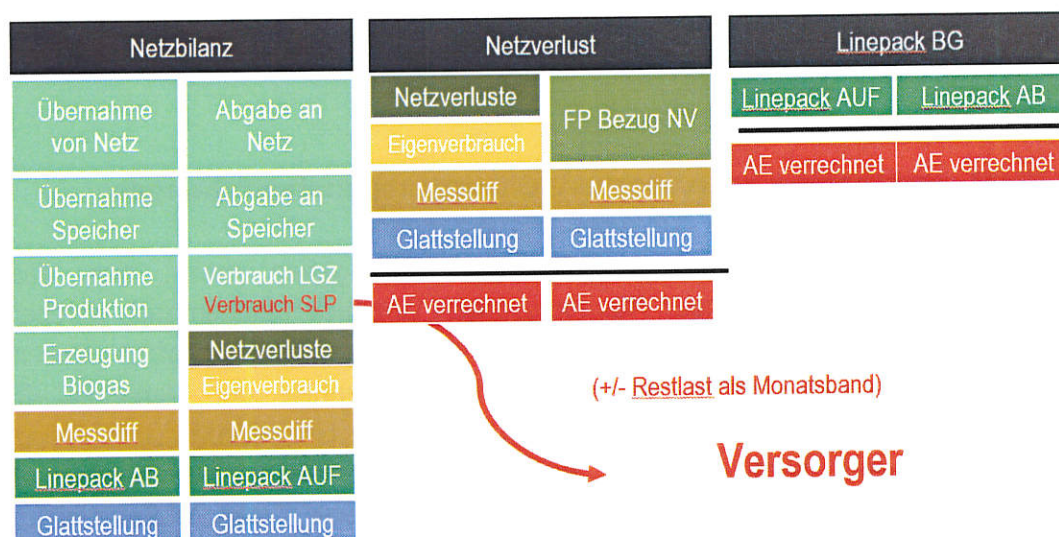
werden, da aber auf ein Tagesbilanzierungsregime für alle umgestellt wird, wird eventuell mehr als die Gasbörse an Liquidität bereithält vom VGM nachgefragt werden.

Bei allen diesen Überlegungen muss darauf geachtet werden, dass das System auch im Engpassfall (Kälteperioden und Notfallsituationen) noch betriebsfähig bleibt. Wir benötigen ein Gasmarktmodell, welches auch in Krisensituationen funktioniert. Österreichische

Gasversorgungskrisen werden weder in Frankreich (Powernext) noch in Luxemburg (ECC) gemanagt. Systeme Dritter im Ausland sind bereits heute für die österreichische Gasversorgung essentiell. Es sollte keinesfalls auf die notwendigen back-up Mechanismen Merit Order List, Demand Side Response der AGCS vergessen werden. Diesbezüglich haben wir im Konsultationsdokument allerdings nichts vorgefunden.

3.11 Transparente Netzbilanzierung

Wie man aus der folgenden Grafik, welche den derzeitigen Detaillierungsgrad bei den Netzen abbildet, sieht, ist die Netzbilanzierung bereits heute sehr transparent. Für jeden Netzbetreiber führt die AGCS 3 Bilanzgruppen (Netz, Netzverlust, Linepack). Es können jederzeit weitere Zusatzkomponenten eingerichtet werden.



Die im Konsultationsdokument dargestellte Komponentenaufstellung deckt sich beinahe mit dem Status Quo, d.h. damit ist auch jetzt schon für gute Transparenz gesorgt.

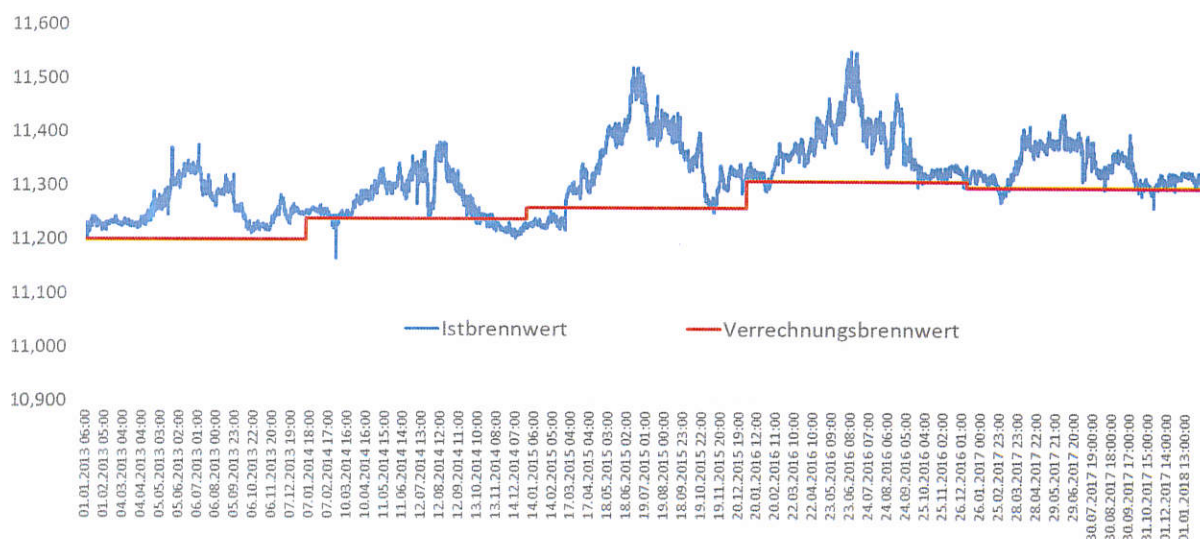
Die in der Tabelle 3 des Konsultationsdokuments dargestellte Brennwertspalte weist mehrere Kategorisierungen auf: Nicht Relevant, Ist-Brennwert, Verrechnungsbrennwert.

Aus Sicht der AGCS ist der Brennwert immer und bei jeder Komponente von Relevanz. Eine pauschalierte Abrechnung zum Verrechnungsbrennwert ist aufgrund der derzeit bestehenden

technischen Möglichkeiten nicht mehr zeitgemäß. Deshalb sollte der Verrechnungsbrennwert durch ein dem Ist-Brennwert nahes Verfahren ersetzt werden. In diesem Bereich wären Anregungen aus dem deutschen Regelwerk sinnvoll. In Deutschland ermitteln die Netzbetreiber Brennwerte für deren Netz durch Messung und leiten daraus Abrechnungsbrennwerte ab. Das Schema der Ermittlung der Abrechnungsbrennwerte ist klar

definiert und stellt eine möglichst gute Annäherung an den Ist-Brennwert dar. Die Verbraucher verfügen damit über eine möglichst präzise Abrechnung für ihre Energiemengen.

In Österreich verordnet die Regulierungsbehörde einen Verrechnungsbrennwert für ein Jahr im Voraus. Dieser Verrechnungsbrennwert ist damit für die Gasabrechnung mit den Verbrauchern anzuwenden. Die folgende Grafik zeigt die teilweise deutlichen und systematischen Abweichungen des Verrechnungsbrennwertes vom Ist-Brennwert.



Diese Differenz führt zu Verwerfungen im Gesamtsystem, denn es geht ja nicht nur darum, ob mit Ist- oder Verrechnungsbrennwert abgerechnet wird, sondern auch darum, ob mit Ist-Brennwert oder Verrechnungsbrennwert gesteuert wird und damit auch um die korrekten Bilanzen aller Marktteilnehmer.

Das Problem, welches durch den Verrechnungsbrennwert geschaffen wurde, könnte sich mit der letzten GMMO-VO sogar auf die Biomethaneinspeiser übertragen, da die Biomethaneinspeiser verpflichtet werden sollen zum Verrechnungsbrennwert einzuspeisen. Da schon der Name („Verrechnungsbrennwert“) von Verrechnung spricht, fragt man sich, warum sich daraus Einspeiseverpflichtungen für Biomethananlagen ableiten sollten. Wir halten es für diskriminierend nur den Biomethaneinspeisern Brennwertverpflichtungen aufzuerlegen, die Erdgasproduzenten und einspeisenden Speicherbetreibern von solchen Brennwertverpflichtungen aber auszunehmen.

Sie sind in Ihrem Gasmarktmodellvorschlag auf dieses wichtige Thema eingegangen, weshalb wir davon ausgehen, dass es hier bald zu den notwendigen Verbesserungen kommen wird. Es handelt sich um ein Thema, welches große Abrechnungs- bzw. Investitionsrelevanz hat. Bezüglich der Brennwertproblematik ist eine intensive Diskussion mit den Netzbetreibern, Speicherbetreibern, Produzenten, Versorgern und Konsumenten notwendig.

4. Schlussfolgerung

Ihr Dokument ist inhaltlich nicht konsequent durchdacht. Es beinhaltet neben Widersprüchen auch Interpretationen des NC BAL und GWG die wir nicht nachvollziehen können. Es besteht kein klares Bild von Mengen- oder Erlösneutralität bzw. beim Thema Mehr- Minderrechnung. Die Notwendigkeiten und Konsequenzen im Rahmen einer täglichen Abrechnung sind ebenfalls nicht durchdacht. Ein Hauptkritikpunkt der Marktteilnehmer wird sich gegen ihren Vorschlag zum Strukturierungsbeitrag richten. Die Frage welche Vor- und Nachteile sich für welche Marktteilnehmer ergeben blieb bisher unbeantwortet.

Es entsteht der Eindruck als wollte man Regeln einführen, die eine Abwicklung durch eine Gasbörsen-clearingstelle ermöglichen, insbesondere um deren Risikomanagementanforderungen zu genügen. Typisch hierfür ist die Forderung nach täglicher Abrechnung, die Forderung nach täglicher Erlösneutralität, die „Vereinfachung“ oder „Verfälschung“ des zweiten Clearings. Es kann nicht sein, dass sich die österreichische Gasversorgung an den Regeln einer ausländischen Gasbörsen-clearingstelle orientieren soll und man sich in Österreich damit den eigenen Gestaltungsspielraum nimmt.

Wie sie erkannt haben, ist es notwendig, sich mit den Themen OBA, Brennwerte, SLP-Verbesserung zu befassen, um damit im Bereich Messung, Steuern für gute Werte zu sorgen. Der Fokus soll auf eine verursachergerechte AE-Verrechnung gerichtet sein, um sicherzustellen, dass die Verursacher die von ihnen konsumierte Ausgleichsenergie auch zahlen. Die Umlage darf nicht dazu umfunktioniert werden alles Mögliche an Kosten, Mengen, Unschärfen aufzunehmen. Das gegen unsere Forderung nach korrekten Brennwerten sowie mehr Transparenz durch „externe Konten“ vorgebrachte Argument – „am Ende zahlt ohnehin alles der Endkunde“ – weisen wir zurück. Verbraucherschützer waren zu Ihrem Erläuterungstermin wahrscheinlich nicht eingeladen.

Die Umsetzung der Harmonisierung der Ausgleichsenergieabrechnung i.S. des § 41 GWG ist seit 1,5 Jahren überfällig wäre aber rasch möglich. Die Umsetzung dieser Harmonisierung bei der Ausgleichsenergieverrechnung ist ohne GWG Änderung machbar und hat aus unserer Sicht Priorität. Ein direkter Handel zwischen Marktgebietsbilanzgruppen, wie bei APCS im Strom, kann ebenfalls jederzeit von AGCS umgesetzt werden.

Die kleinen österreichischen Versorger dürfen nicht weiterhin durch unnötige Vertragsbeziehungen mit ausländischen Börseabwicklungsstellen behindert werden. Für die Versorgungsebene in Österreich sollen Systemabwickler mit Betriebsstätten in Österreich verantwortlich sein. Wir lehnen daher einen organisatorischen Eingriff wie die Aufspaltung oder Abschaffung des Bilanzgruppenkoordinators, um dessen Clearingaufgaben an eine ausländische Gasbörsen-clearingstelle zu verlagern, den damit wiederum einhergehenden Komplexitätszuwachs, ab.

Wir anerkennen, dass die ECA mit ihrem Dokument einen Verbesserungsprozess gestartet hat und sind zuversichtlich, dass es in gemeinsamen Abstimmungen in den folgenden Monaten zu Präzisierungen kommen wird. Ein gemeinsames Verständnis ist Voraussetzung für ein erfolgreiches Umsetzungsprojekt. Darüber hinaus ist es notwendig einen transparenten Konsultationsprozess zu führen, der allen Betroffenen die Möglichkeit bietet Feedback einzubringen.

Wir freuen uns auf die Abstimmungen mit E-Control und den Marktteilnehmern, werden konstruktive Beiträge leisten und Umsetzungen in unserem Bilanzierungs- und Clearingsystem zeitnah vorzunehmen.

Mit freundlichen Grüßen

AGCS Gas Clearing and Settlement AG



MMag. Josef Holzer
Mitglied des Vorstandes



Wolfgang Aubrunner
Mitglied des Vorstandes

