

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

Email: marktregeln@e-control.at

Innsbruck, am 15.05.2018

Stellungnahme der A&B Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen-Management AG 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, das Konzept der E-Control für ein neues Bilanzierungsmodell binnen offener Frist zu kommentieren.

Die A&B ist als konzessionierter Bilanzgruppenkoordinator im österreichischen Gasmarkt (Marktgebiete Tirol und Vorarlberg) tätig. Die A&B, mit ihrer Betriebsstätte in Innsbruck, war ab 2001 auch Bilanzgruppenkoordinator für Strom und ist seit 2002 Bilanzgruppenkoordinator für Gas. Bis 2011 war A&B als Bilanzgruppenkoordinator für Gas und Strom tätig. Mit 2010 und 2011 erfolgten die von A&B und den Stromregelzonenführern geführten Integrationsprozesse für eine österreichische Stromregelzone. Seit 2011 ist damit A&B nur mehr in der Rolle des Bilanzgruppenkoordinators Gas tätig. Mit 2013 wurden das Regelwerk und folgend die Bilanzierungs- und Clearingsysteme West (A&B) und Ost (AGCS) harmonisiert.

Das Besondere an der Situation der A&B ist, dass sie von der komplexen Rollensituation des Ostens bisher unberührt blieb und daher über eine Zusammenführung von Marktgebiet und Verteilergebiet im Westen nicht diskutiert werden muss. Die A&B bildet die Transit- und Versorgungsmengen in Vorarlberg bereits in einer integrierten Bilanzzone ab. Auf die Umsetzung des § 41 GWG braucht nicht gedrängt zu werden, da die Harmonisierung der Ausgleichsenergieverrechnung für Versorgung und Transit im Westen längst Standard ist. Eine teure, verpflichtende Gasbörserregistrierung gibt es im Westen nicht und daher erfolgt auch die Registrierung der Marktteilnehmer schnell und problemlos über die A&B. Der VHP befindet sich in Deutschland und es obliegt der Entscheidung der Marktteilnehmer, ob diese dort

registriert sind. Von der dortigen Gasbörse werden auch die Mengen für den Ausgleich der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg abgerufen.

Die AB-BKO der A&B regeln die Ausgleichsenergieverrechnung für grenzüberschreitende Mengen, für die Versorgerbilanzgruppen und die Transitbilanzgruppen, wobei allerdings Handelsgeschäfte derzeit nur am NCG möglich sind. A&B führt Bilanzgruppen für Entry/Exit Mengen und rechnet AE-Mengen verursachergerecht ab. Das Umlagekonto wächst wie erwartet zu und die Überschüsse werden über negative Umlagen (in 2017 ca. 1 Mio EUR) zurückgeführt. Das Bilanzgruppenmodell West ist vollumfänglich funktionsfähig und dessen weitere erfolgreiche Abwicklung darf nicht gefährdet werden.

Für die Erledigung sämtlicher Aufgaben im Zusammenhang mit dem Bilanzgruppenmanagement, dem Clearing sowie dem Betrieb der Wechselplattform durch die A&B wird eine Clearingfee von lediglich ca. EUR 400.000 p. a. an die Marktteilnehmer verrechnet.

Es gibt aus unserer Sicht keine vertretbaren Gründe, in das funktionierende Gasmarktmodell-West einzugreifen, da die Strukturprobleme im Marktgebiet Ost im Bereich des CEGH bzw. des Marktgebietsmanagers die Abwicklung im Westen nicht im Geringsten berühren. Uns sind darüber hinaus keine Beschwerden von EFET, ACER, ECA bezüglich der Abwicklung in Tirol und Vorarlberg bekannt. Die Einführung des sogenannten COSMIA Modells wird über Maßen gelobt.

Das von AGGM und seinen Marktpartnern entwickelte Modell COSIMA (Crossborder Operating Strongly Integrated Market Area) verbindet die österreichischen Marktgebiete Tirol und Vorarlberg mit dem deutschen Marktgebiet NCG. COSIMA erreicht dabei eine in Europa noch nie dagewesene Integrationstiefe von Gasmärkten verschiedener Mitgliedsstaaten. Die gesetzlichen Grundlagen dazu schaffen das österreichische Gaswirtschaftsgesetz 2011 und die Gas Marktmodell Verordnung 2012.

Die Bilanzierung der Endverbraucher in Tirol und Vorarlberg erfolgt über ein integriertes Bilanzgruppensystem nach den österreichischen Marktregeln. Jeder Lieferant benötigt dabei nur mehr eine einzige Bilanzgruppe für Tirol und Vorarlberg.

Warum sollte an diesem Erfolgsmodell also etwas geändert werden?

Die Veränderungen, die E-Control vorschlägt, betreffen nicht nur die A&B organisatorisch massiv, sie könnten auch das Funktionieren des Marktmodells im Westen gefährden. Wir stellen uns die Frage, wie die Tagesbilanzierung im Westen aufgrund des unzureichenden Netzpuffers überhaupt realisierbar sein soll. Bereits jetzt schon kommt es in den Wintermonaten täglich zu gegenläufigen Gasbörseabrufen. Wegen dieser gegenläufigen Abrufe ein Strukturierungsentgelt einzuführen, würde wenig Sinn haben. Das Umlagekonto, welches derzeit ohnehin schon zuwächst, würde durch einen Strukturierungsbeitrag nur noch schneller anwachsen, wobei diese Zusatzerlöse ohnehin wieder zurückgeführt werden würden. Mit ihren Vorschlägen stellt E-Control das 2. Clearing in Frage und schlägt stattdessen eine aus unserer Sicht fehlerhafte Abrechnung durch eine Mehr-/Minderrechnung vor. Die

Begründungen (NC BAL, Beschwerden EFET, ACER) für die Bilanzierungsmodellinitiative der E-Control sind für uns nicht nachvollziehbar. Darüber hinaus würde die Umsetzung des Vorschlags der E-Control in weiterer Folge dazu führen, dass die im Zusammenhang mit der Erreichung der Klimaziele angestrebte Sektorenkopplung wegen der unterschiedlichen Marktmodelle bei Strom und Gas unnötigerweise noch zusätzlich erschwert wird.

Unsere Stellungnahme ist unterteilt in eine "Executive Summary", welche unsere wesentlichsten Anmerkungen kurz und prägnant zusammenfasst, einen Allgemeinen Teil mit generellen Kommentaren, insbesondere auch zur Einleitung, zu den Zielen sowie zum 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 unsere Vorschläge aus der Praxis zur Weiterentwicklung des Marktmodells beinhaltet.

1. Executive Summary

- Das Bilanzierungsmodell in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg ist 100% NC BAL und GWG konform. Daher verstehen wir die Initiative der E-Control, in dieses funktionierende Bilanzierungs- und Clearingmodell einzugreifen, nicht.
- Es ist nicht klar, welche Vorteile sich für die Marktteilnehmer im Westen daraus ergeben sollten, wenn die A&B abgeschafft und stattdessen durch eine Bilanzierungsstelle in Wien und eine Clearingstelle in Luxemburg ersetzt wird.
- Die verstärkte Kopplung der Sektoren Strom und Gas 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 sollten sich daher im organisatorischen Bereich so weit als möglich ähneln und in der Abwicklung synergetischen Nutzen entfalten. Darauf haben die Clearingstellen AGCS, APCS und A&B immer schon Wert gelegt. Das Modell der E-Control würde die Nutzung von Synergien zumindest erheblich erschweren.
- Die Clearingstellen Strom und Gas verfügen derzeit über beinahe idente technische sowie Abwicklungssysteme, fast idente Regelwerke und Abwicklungsprozesse. Die Clearingmitarbeiter betreuen APCS, AGCS und A&B, und es haben damit die Marktteilnehmer einen Ansprechpartner für das Strom- und Gasclearing auf Versorgungsebene in Österreich. Das ist ein enormer synergetischer Vorteil, von dem derzeit der Markt profitiert. Das Aufteilen dieser integrierten Systeme und damit die Vernichtung dieser Synergien wird zu unterschiedlichen und komplexeren

Abwicklungen im Strom- und Gasclearing führen. Das kann nicht im Interesse der Marktteilnehmer und auch nicht im Interesse der Regulierungsbehörde sein.

- Für die Beurteilung der im Konsultationsdokument vorgeschlagenen Änderungen des Bilanzierungsmodells müssen genaue Berechnungen und Simulationen angestellt werden, um die Auswirkungen auf das Gesamtsystem in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg abschätzen zu können. Diese Rechnungen fehlen derzeit noch. Es stellt sich die Frage, ob das Strukturierungsentgelt, gültig für Kunden mit mehr als 300 MW Anschlussleistung, für den Westen überhaupt gelten kann, da es solche Kunden im Marktgebiet nach unserer Information nicht gibt. Es ist weiters völlig unklar, welche Auswirkungen die Tagesbilanzierung haben wird bzw. welche Ergebnisse das neue Preismodell der E-Control im Westen zeigen wird.
- Aus unserer organisatorischen/technischen Sicht wären fast alle Vorschläge ohne strukturelle Änderungen umsetzbar und dies sogar ohne GWG-Änderung.

Wir möchten jene Punkte vorausschicken, die bei der A&B bereits umgesetzt sind:

- Die gemeinsame Bilanzzone ist bereits gegeben (siehe Vorarlberg)
- Die Harmonisierung der AE-Verrechnung ist ebenfalls bereits gegeben
- Im Westen hat es nie eine Zwangsregistrierung an einer Gasbörse gegeben.

Damit bleiben von den Umsetzungsvorschlägen der E-Control für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg noch folgende übrig:

- Tagesbilanzierung, Tagesumlage
- Tägliches Bilanzieren und tägliches Abrechnen
- Toleranzbänder
- Ein Helfer/Causer AE-Preismodell

Inwieweit die Umsetzung dieser Maßnahmen zu Vorteilen für die Marktteilnehmer führen kann, hat sich uns bisher noch nicht erschlossen. Die Risiken liegen allerdings auf der Hand.

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 A&B kann zur Lösung der Strukturprobleme auf Marktgebietsebene im Osten leider nichts beitragen.

Eine Harmonisierung der Ausgleichsenergieabwicklung in einer integrierten Bilanzzone ist in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg schon gegeben. Die A&B als unabhängigen Systemoperator abzuschaffen und durch zwei neue Organisationen, nämlich eine Wiener Bilanzierungsstelle und eine Luxemburger Gasclearingstelle, zu ersetzen und damit zusätzliche Organisationskomplexität einzubringen, lehnen wir ab. Dass die Marktteilnehmer im Westen, die von einer Gasbörsezwangsregistrierung bisher nicht belastet waren, nun zu einer Zwangsregistrierung an einer Luxemburger Gasclearingstelle verpflichtet werden, können wir nicht nachvollziehen.

2.2 Stellungnahme zu Punkt 2 - Ziele

Ein **Tagesbilanzierungssystem** wurde bereits eingeführt, wobei mit dem aktuellen Vorschlag nun alle Verbraucher ins Tagesbilanzierungssystem übergeführt werden sollen. Falls gewünscht wird, dass alle BGs tagesbilanziert werden, ist dies durch den Bilanzgruppenkoordinator jederzeit umsetzbar.

Als **Anreiz zur Minimierung des Regelennergieeinsatzes** dient der Ausgleichsenergiepreis. 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 A&B **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 A&B erfolgen. Bei ausreichender Datenqualität könnte der Bilanzgruppenkoordinator das Clearing auf tägliche Abrechnung umstellen. Unser Clearingdienstleister Oesterreichische Kontrollbank Aktiengesellschaft (OeKB) kann Einzüge und Auszahlungen täglich abwickeln, ähnlich wie OeKB dies für die Strombörse EXAA schon seit 2002 durchführt.

Das **zeitnahe Clearing** hängt von der Fähigkeit der Netzbetreiber ab, täglich qualitätsgesicherte Daten zu übermitteln. Weiter muss berücksichtigt werden, dass eine tägliche Abrechnung bei den jeweiligen Marktteilnehmern einen enormen zusätzlichen Aufwand (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 verständlich, warum nun versucht wird, einen neuen Begriff einzuführen. 2. Clearings werden von der A&B zentral abgewickelt und wir können bei dieser Abwicklung keine Probleme erkennen. In Deutschland werden die Mehr-/Minderabrechnungen

von den Verteilernetzbetreibern mit den Lieferanten, also dezentral durchgeführt. In unserem „finalen“ Clearing wird aufgrund der korrigierten Messwerte die gesamte Bilanz des Versorgers neu errechnet, um unter Anwendung des korrekten AE-Preises (abhängig von der BG-Richtung) eine korrekte AE-Verrechnung sicherzustellen. Falls diese finale Abrechnung anstatt „2. Clearing“ nun „Mehr-/Minderrechnung“ heißen soll, ist dies für den Abrechnungsprozess nicht relevant aber eventuell für die Marktteilnehmer verwirrend, da diese nun glauben könnte, es käme ein anderes Abrechnungsverfahren zur Anwendung. Es muss jedenfalls sichergestellt werden, dass die finale Abrechnung mit den jeweils gültigen AE-Preisen des 1. Clearings korrekt abgerechnet wird, da es sich um die Korrektur des 1. Clearings handelt.

Das Konsultationsdokument empfiehlt ein **erlösneutrales System**, welches auf Basis einer Tagesumlage möglich sein soll. Dies setzt eine tägliche Abrechnung sowie die Abschaffung des monatlichen Restlastverfahrens voraus. Ein solches System kann umgesetzt werden.

Die **transparente Netzbilanzierung**: Die Messwerte hängen bei den nicht gemessenen 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 die angestrebte Netztransparenz getan. Heute sind alle NB verpflichtet, ihre Linepackwerte, Messdifferenzwerte und Eigenverbrauchswerte auf ihre Netzbilanzgruppen zu melden. Wir sehen derzeit kein Defizit bei der Detaillierung der Komponenten. Verbesserungsbedarf gibt es allerdings beim Verrechnungsbrennwert. Auf dieses Thema gehen Sie dankenswerterweise in Ihrem Vorschlag ebenfalls ein.

3. Stellungnahme zu Punkt 3

3.1 Vertragspartner

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

Betreffend die im Konsultationsdokument vorgeschlagene gemeinsame 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 ist.

Beide Bilanzgruppenkoordinatoren nutzen synergetisch alle Systeme und Ressourcen. Die Verträge sowie das Regelwerk sind nahezu ident. Clearingmitarbeiter betreuen die Energieunternehmen, die sowohl im Strom als auch Gas aktiv sind, egal ob im Osten oder Westen. Die österreichische Kontrollbank ist unser gemeinsamer finanzieller Abwickler, sogar

die Risikomanagementsysteme sind im Gas und Strom in Ost und West harmonisiert worden. Nirgendwo in Europa ist das Strom und Gasclearing derart synergetisch aufgestellt. Warum sollte dieser optimale Zustand zerstört werden, wenn durch eine Zusammenlegung keine weiteren Synergien geschaffen werden.

Den Vorschlag der E-Control, das Clearing von Innsbruck weg an eine Bilanzierungsstelle und eine internationale Clearingstelle einer Gasbörse zu übertragen, würde die sinnvollerweise integrierten Prozesse, die Registrierung, das Bilanzgruppenmanagement und das Clearing prozessual zerreißen. Außerdem würde sich dadurch der Registrierungsprozess im Westen wesentlich verlängern und es würden im Westen damit jene Komplexitätsprobleme eingeführt werden, welche man durch die Abschaffung der Gasbörsezwangsregistrierung im Osten beseitigen möchte. Dieser Vorschlag ist für uns überhaupt nicht nachvollziehbar. Vor allem auch deshalb, weil E-Control die Kosten dieser internationalen Abwicklungen (aus Gasbörsen-clearing und GCM Kosten) nicht beeinflussen kann und Änderungen im österreichischen Bilanzierungsmodell teilweise im Ausland und nicht im Zuständigkeitsbereich der Regulierungsbehörde umgesetzt werden müssten.

Durch die gemeinsame Abwicklung der Clearingstellen über das CISMO Dienstleistungskonzept, durch die Überprüfung der Angemessenheit der Kosten durch die Regulierungsbehörde, wobei sogar unsere Dienstleistungsverträge von E-Control geprüft werden, ist eine günstige Abwicklung sichergestellt.

Aufgrund der physischen Trennung der Marktgebiete sowie der Vorteile der lokalen Präsenz halten wir den Weiterbestand der A&B für dringend notwendig.

3.2 Integrierte Bilanzzone

Das Konsultationspapier spricht von der Aufhebung der Grenze zwischen Verteilergebiet und Marktgebiet. Dies ist im Westen bereits umgesetzt, da die A&B in Vorarlberg alle Bilanzgruppen, die Transitbilanzgruppen, Versorgerbilanzgruppen, Biogas, Grenzverkehrsbilanzgruppen gemeinsam bilanziert und abrechnet.

Würde E-Control wollen, dass nur eine Bilanzgruppe abgerechnet wird und dies die tagesbilanzierte Bilanzgruppe sein soll, wäre dies bereits jetzt jederzeit machbar. Die Machbarkeit der Tagesbilanzierung für alle Mengen hängt von den in den Marktgebieten vorhandenen Netzpuffer ab und muss daher für jedes Marktgebiet individuell verifiziert werden.

Ein direkter Handel zwischen Marktgebietsbilanzgruppen bzw. den heutigen Verteilergebietsbilanzgruppen sollte aus unserer Sicht, wie schon vor 2013, wiederum uneingeschränkt möglich sein. Daher schlagen wir vor, dass Gashandelsgeschäfte im Verteilergebiet unter Nutzung des A&B Nominierungsmanagementsystems, wie vor 2013, wieder ermöglicht werden.

3.3 Tagesbilanzierungssystem

Der verfügbare Netzpuffer ist im Westen sehr gering. Trotzdem sollte die Netzpuffernutzung - die Differenzen zwischen der Summe der stündlich gemessenen Gasmengen an einem Punkt (Grenzen) und der Summe der für diese Stunde allokierten Gasmengen an diesem Punkt – im Stundenraster und täglich veröffentlicht werden.

3.4 Datenbereitstellung/-veröffentlichung

Die Systemoperatoren sollen deren Daten transparent, userfreundlich, und downloadbar veröffentlichen. Die Verpflichtung zur Veröffentlichung sollen die Unternehmen individuell erfüllen und diese Verantwortung nicht an eine zentrale „Datendrehscheibe“ auslagern. Es ist für alle Marktteilnehmer wünschenswert, dass die Daten kostenlos und uneingeschränkt genutzt werden dürfen.

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 sollten, 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 nicht veränderbar sein. Damit soll vermieden werden, dass Zeitreihen für die Preisfestsetzung im Nachhinein korrigiert werden und damit tausende Korrekturrechnungen (bei täglichem Clearing) ausgelöst werden.

Es stellt sich die Frage, ob die Informationen der AGGM akkurat und real-time übermittelt werden können, damit die Marktteilnehmer damit beim Ausregeln des Verteilergebiedsdeltas mithelfen können.

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

3.6 Untertägige Verpflichtungen

E-Control schreibt, 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 beinhaltet also zwei Parameter, die von den Marktteilnehmern nicht mehr nachvollzogen werden können. Im Grunde soll auch der Verbraucher über 300 MW Anschlussleistung vom Netzpuffer profitieren, daher schlägt E-Control das Toleranzband vor, andererseits fordert E-Control, dass diese Kategorie Strukturierungsentgelte bezahlt.

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg haben wir keine Kunden mit mehr als 300 MW Anschlussleistung und 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 E-Control 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 Marktteilnehmer nachvollziehbar sein. Ein System, in dem Bänder dynamisch festgelegt werden und die Verrechnung von Strukturierungsbeiträgen vom Abrufverhalten der AGGM abhängt, erschwert diesen Anspruch. Das tägliche Ausmaß des Toleranzbandes sowie das Rechenverfahren zu dessen Ermittlung sind für einen Marktteilnehmer kaum nachvollziehbar.

Wir begrüßen Ausgleichsenergieabrechnungssysteme, die einfach und transparent sind, daher lehnen wir das von E-Control vorgeschlagene komplexe und intransparente Strukturierungsregime mit dynamischen Toleranzbändern, noch dazu abhängig vom Abrufverhalten der AGGM, ab.

Organisatorisch und technisch wäre das Strukturierungsregime der E-Control natürlich umsetzbar. Es auch in Österreich umsetzen zu wollen, nur deshalb, weil es in einigen europäischen Ländern ähnliche Lösungen gibt, halten wir für nicht gerechtfertigt. In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg hat es überhaupt keinen Sinn und verkompliziert die derzeit sehr komfortable Abrechnungssituation.

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 Bilanzgruppen auslösen.

Zur Zeit 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 auszusahlen. 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 dem Vorschlag der E-Control dürfte es daher auch zu Auszahlungen der Umlage an internationale Transitbilanzgruppen kommen. E-Control schlägt damit vor, dass die Überschüsse, die durch AE-Verrechnung an die österreichischen Versorger entstehen, an internationale Transitbilanzgruppen ausgezahlt werden sollen. Wahrscheinlich plante E-Control, die internationalen Händler an den AE-Kosten der österreichischen Versorgungsebene zu beteiligen, hat dabei aber übersehen, dass das Umlagekonto systematisch einen Überschuss aufweisen muss. Das ist keine verursachergerechte Kosten-/Erlösverteilung und es würde damit das genaue Gegenteil dessen erreicht, was E-Control eigentlich beabsichtigte.

3.8 Tägliche Abrechnung

Voraussetzung für eine tägliche Abrechnung ist, dass die Netzbetreiber qualitätsgesicherte Daten auch täglich übermitteln können. Die A&B kann, 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, 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 würde sich jedenfalls verzweifachen, womit auch der buchhalterische und verwaltungstechnische Aufwand für alle Marktteilnehmer im entsprechenden Ausmaß ansteigen würde.

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 A&B ab. Das widerspricht den Vereinfachungsbestrebungen der E-Control.

Da das finanzielle Clearing unter die Aufgaben der A&B 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, ist die Möglichkeit der Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörde nicht mehr gegeben, sowie verfügt die Behörde nicht über die Möglichkeit, die Clearingentgelte (oder dahinter liegenden GCM Kosten) zu beeinflussen. Würde das Clearing durch eine Gasbörsen-clearingstelle erfolgen, ist zu befürchten, dass sich darüber hinaus Regelwerksumsetzungen erschweren oder verzögern könnten, da jede österreichische Änderung im Rahmen der Ausgleichsenergieverrechnung zuerst bei der internationalen Clearingstelle akzeptiert und 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 würde.

Börsenmengen, welche am VHP abgewickelt werden, berühren die für Händler geschaffenen Gasbörsen und Gasbörsen-clearingstellen in Europa. Dieses Abwicklungsschema für die Abwicklung europäischer Gasbörsenmengen sollte 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, 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 A&B 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 E-Control 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 A&B mit den finalen Messdaten noch einmal eine komplette Bilanzierung durchgeführt. Dabei wird auch die Restlast für den Monat neuerlich ermittelt. Die Differenzen (aus 1.Cl., 2. CL werden heute mit den Marktteilnehmern korrekt abgerechnet. Da E-Control vorschlägt, zu einem anderen Preis abzurechnen, würde 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 E-Control diesen als „den neutralen Gasbörsenpreis“ bezeichnet.

Entsprechend dem Preismodell der e-Control müssten wir auch im 2.Clearing die Umlage neu ermitteln, um die von E-Control gewünschte Erlösneutralität zu erreichen. Dies wäre technisch möglich.

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 A&B 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 am Vorschlag der e-Control im Rahmen des Erläuterungstermins stellte E-Control 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, sollte dieses organisatorische und technische Unvermögen dem österreichischen Bilanzierungsmodell nicht als Vorbild dienen.

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

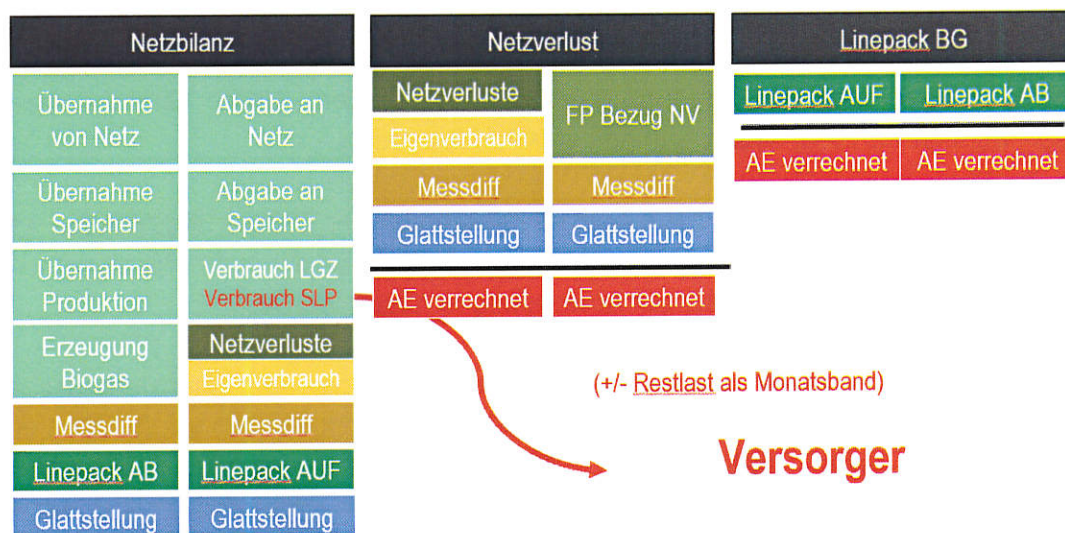
3.10 Nicht marktbasiert beherrschbare Bilanzgruppenabweichungen

Der Ausgleich im Westen hängt zu 100% von der Gasbörse am NCG ab. Wir müssen daher hoffen, dass an der Gasbörse am NCG immer ausreichend Liquidität vorhanden ist.

Bei all 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. Systeme bzw. Liquidität Dritter im Ausland sind bereits heute für die österreichische Gasversorgung essentiell, es sollte aber keinesfalls auf die notwendigen Back-Up-Mechanismen Merit Order List, FAX AE, Demand Side Response vergessen werden. Diesbezüglich haben wir im Dokument der E-Control 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 die Netzbetreiber führt die A&B drei Bilanzgruppen. Es können jederzeit weitere Zusatzkomponenten unentgeltlich eingerichtet werden.



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

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

Aus Sicht der A&B 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.

Das Problem, welches durch den Verrechnungsbrennwert geschaffen wurde, könnte sich mit der letzten Novelle zur 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.

E-Control ist 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.

3. Schlussfolgerung

Das Dokument der E-Control scheint 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 den Vorschlag der E-Control 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 ausschließlich dazu einführen, um eine Abwicklung durch eine Gasbörsen-clearingstelle zu ermöglichen, insbesondere um deren Risikomanagementanforderungen zu genügen. Typisch hierfür ist die Forderung nach täglicher Abrechnung, die Forderung nach täglicher Erlösneutralität sowie 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 wesentlichen Gestaltungsspielraum nimmt.

Wir sind zuversichtlich, dass es in gemeinsamen Abstimmungen in den folgenden Wochen zu jedenfalls erforderlichen Präzisierungen und Anpassungen kommen wird. Ein gemeinsames Verständnis ist Voraussetzung für einen erfolgreichen Start des Umsetzungsprojektes.

Wir freuen uns auf die Abstimmungen mit E-Control und den Marktteilnehmern und sind jederzeit bereit, sinnvolle Umsetzungen im Regelwerk sowie im Bilanzierungs- und im Clearingsystem zeitnah vorzunehmen.

Rechtlich nicht gedeckte organisatorische Eingriffe in den Bilanzgruppenkoordinator A&B oder dessen Abschaffung bzw. Aufspaltung lehnen wir jedenfalls ab.

Mit freundlichen Grüßen

A&B Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen-Management AG



Franz Keuschnig
Mitglied des Vorstandes



Dieter Schmid
Mitglied des Vorstandes