

Vorblatt

Inhalt:

Mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf werden Festlegungen zum Netzzugang und zur Bilanzierung gemäß § 41 GWG 2011, BGBl. I Nr. 107/2011, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017, sowie der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, ABl. Nr. L 91 vom 27.03.2014 S. 15, getroffen.

Alternativen:

Keine.

Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich:

Effiziente und marktbasierende Mechanismen zur Kapazitätszuweisung in Erdgasnetzen sowie des Engpassmanagements fördern einen wettbewerbsfähigen, EU-weit integrierten Erdgasmarkt und tragen zu einer sicheren und kostengünstigen Erdgasversorgung bei. Im Einklang mit europäischen Vorgaben stehende Bilanzierungsregeln steigern den Grad der Harmonisierung und erhöhen die Effizienz der Marktprozesse.

Mit der vorliegenden Verordnung wird insbesondere das in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) festgelegte derzeitige Bilanzierungsmodell weiterentwickelt. Zielsetzung ist die Realisierung einer integrierten Bilanzierung des gesamten Marktgebiets ohne systematische Trennung zwischen Fernleitungsebene und Verteilergebiet und eines Modells mit reduzierter vertraglicher und operativer Komplexität. Für eine umfassende Erläuterung des Nutzens eines weiterentwickelten Bilanzierungsmodells wird, auf das von der Regulierungsbehörde veröffentlichte, finale Konzeptpapier verwiesen.¹

Finanzielle Auswirkungen:

Keine Auswirkungen auf Bundes- oder Landesbudgets.

Verhältnis zu Rechtsvorschriften der Europäischen Union:

Mit der vorliegenden Verordnung werden in Umsetzung der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 die Voraussetzungen für effizientere Marktprozesse geschaffen. Sowohl die unionsrechtliche als auch die nationale Implementierung erfolgt im Sinne einer Weiterentwicklung des Gasmarktes und soll zu einer Steigerung der Liquidität führen. Die Verordnung (EU) Nr. 312/2014 basiert auf Art. 6 Abs. 11 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 36.

Besonderheiten des Normsetzungsverfahrens:

Die Verordnung wird gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz, BGBl. I Nr. 110/2010, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017, vom Vorstand der E-Control erlassen. Gemäß § 41 Abs. 1 GWG 2011 ist eine öffentliche Konsultation zu den beabsichtigten Festlegungen durchzuführen; zudem ist die Verordnung gemäß § 19 Energie-Control-Gesetz dem Regulierungsbeirat vorzulegen. Nachdem die vorliegende Verordnung auch Festlegungen zu untertägigen Anreizen gemäß Art. 24 der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 vorsieht, findet dadurch auch eine öffentliche Konsultation gemäß Art. 26 und 27 der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 statt.

¹[https://www.e-](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/190613+Konzept+Weiterentwicklung+Bilanzierungsmodell+%28%20C3%BCberarbeitet%20C+final%29+190613.pdf/581b8a3e-5279-f7d4-6cc6-1931b57d8690?t=1562249366745)

[control.at/documents/1785851/1811582/190613+Konzept+Weiterentwicklung+Bilanzierungsmodell+%28%20C3%BCberarbeitet%20C+final%29+190613.pdf/581b8a3e-5279-f7d4-6cc6-1931b57d8690?t=1562249366745](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/190613+Konzept+Weiterentwicklung+Bilanzierungsmodell+%28%20C3%BCberarbeitet%20C+final%29+190613.pdf/581b8a3e-5279-f7d4-6cc6-1931b57d8690?t=1562249366745)

Erläuterungen

Allgemeiner Teil

Durch das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017, und der auf dessen Basis erlassenden Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012), BGBl. II Nr. 171/2012, idF der Verordnung BGBl. II Nr. 87/2018, wurden zum 1. Jänner 2013 wesentliche Neuerungen im Bereich des Netzzugangs als auch der Bilanzierung eingeführt und in Verbindung mit diversen Novellen der GMMO-VO 2012 die Grundlage für die positive Entwicklung des österreichischen Gasmarkts in den letzten Jahren gelegt. Ungeachtet dessen bestehen unterschiedliche Potentiale und Notwendigkeiten eine weiterhin positive Entwicklung durch eine neuerliche Weiterentwicklung der Marktregeln zu unterstützen. Nicht zuletzt sieht sich das etablierte Bilanzierungsmodell für Gas vielfältigem Handlungsdruck ausgesetzt. Einerseits stellt das bestehende österreichische Bilanzierungsmodell Marktteilnehmer insbesondere im Marktgebiet Ost noch immer vor eine beträchtliche vertragliche und operative Komplexität, welche im Wesentlichen in der Trennung in zwei separate Systeme zur ex-ante bzw. ex-post Bilanzierung begründet liegt. Andererseits besteht fortwährende Kritik durch die europäische Energieregulierungsbehörde (ACER) sowie unterschiedliche Marktteilnehmer vor dem Hintergrund der Anforderungen der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, ABl. Nr. L 91 vom 27.03.2014 S. 15 (NC BAL). Insgesamt wird das bestehende Bilanzierungsmodell international durchaus kritisch gesehen und ACER hat dies auch bereits in den letzten Implementierungsberichten zum NC BAL zum Ausdruck gebracht. Darüber hinaus besteht für die Regulierungsbehörde gemäß § 41 Abs. 4 GWG 2011 ein gesetzlicher Auftrag zur Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetz.

Auf dieser Basis wurde durch die Regulierungsbehörde im Frühling 2018 ein erstes Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells für den österreichischen Gasmarkt zur Konsultation gestellt. Die Aufarbeitung der erhaltenen Stellungnahme sowie Weiterentwicklung des konsultierten Konzepts auf dieser Basis erfolgte im Rahmen eines geordneten Stakeholderprozesses. Im Rahmen dieses Stakeholderprozesses wurden im Zeitraum September 2018 bis März 2019 insgesamt sieben Workshops mit Branchenvertretern durchgeführt und die jeweiligen Dokumentationen wurden transparent veröffentlicht. Auf Basis des finalen Konzepts zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells Gas² erfolgte schlussendlich die Erstellung der gegenständlichen Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 (GMMO-VO 2020).

Neben Festlegungen zum Bilanzierungsmodell Gas umfasst die GMMO-VO 2020 auch Festlegungen zum Netzzugang, zum Engpassmanagement und der Registrierung im Marktgebiet.

Grundsätzlich sind die Regelungen für alle österreichischen Marktgebiete ausgestaltet. Nachdem die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg physisch nicht mit dem Marktgebiet Ost, sondern nur mit dem vorgelagerten deutschen Marktgebiet³ verbunden sind und der etablierte Zugang zu diesem Marktgebiet weiter sichergestellt werden soll, sind auch gesonderte Bestimmungen für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg vorgesehen.

Die Ermächtigung für diese Verordnung ergibt sich einerseits aus § 41 GWG 2011 sowie dem NC BAL. Dabei sind die gemäß Art. 23 iVm Art. 6 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 36, angenommenen Netzkodizes zu berücksichtigen.

Nach angemessener Zeit wird das neue Marktmodell unter Einbeziehung der Marktteilnehmer einer Evaluierung unterzogen, woraus ein allfälliger Anpassungs- bzw. Konkretisierungsbedarf abgeleitet werden soll.

²<https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/190613+Konzept+Weiterentwicklung+Bilanzierungsmodell+%28%20C3%BCberarbeitet%20C+final%29+190613.pdf/581b8a3e-5279-f7d4-6cc6-1931b57d8690?t=1562249366745>

³ Aktuell ist das Marktgebiet „NetConnect Germany (NCG)“ das vorgelagerte deutsche Marktgebiet. Nachdem für den 01.10.2021 in Deutschland eine Marktgebietszusammenlegung geplant ist, sind Änderungen der Bezeichnung denkbar. Ungeachtet allfälliger operativer Aufgaben für Bilanzkreisverantwortliche in den deutschen Marktgebieten im Rahmen einer Zusammenlegung, welcher gleichsam aufgrund der Abwicklungssystematik auch Bilanzgruppenverantwortliche in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg tangieren wird, sind keine grundsätzlichen Auswirkungen auf die Abwicklungssystematik für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg zu erwarten.

Besonderer Teil

Zu § 1: Anwendungsbereich

Hier wird der Regelungsgegenstand der Verordnung definiert. Durch diese Verordnung wird im Einklang mit § 41 Abs. 4 GWG 2011 eine Harmonisierung der Ausgleichsregeln für das Fernleitungs- und Verteilernetz herbeigeführt. Darüber hinaus trifft die Verordnung Festlegungen betreffend den Netzzugang, das Engpassmanagement und die Registrierung im Marktgebiet.

Grundsätzlich gelten die Regelungen für die Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg gleichermaßen. Nachdem die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg jedoch physisch nicht mit dem Marktgebiet Ost, sondern nur mit dem vorgelagerten deutschen Marktgebiet verbunden sind, gibt es in einigen Bereichen den Bedarf für – vom Marktgebiet Ost – abweichende Festlegungen. Diese gesonderten Festlegungen werden im 6. Teil formuliert.

Zu § 2: Begriffsbestimmungen

Zu Abs. 1: Grundsätzlich gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 7 GWG 2011, § 2 GMMO-VO 2012, Art. 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sowie Art. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 1, (NC CAM) und Art. 3 NC BAL. Darüber hinaus sieht die Verordnung für bereits bestehende Begriffsbestimmungen eigenständige Ergänzungen vor; diese ergänzenden Definitionen sind nur bei der Anwendung der gegenständlichen Verordnung von Bedeutung.

Zu Abs. 2 Z 2: Die Bilanzierungsstelle stellt die Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetzen gemäß § 41 Abs. 4 GWG 2011 in Form einer integrierten Marktgebietsbilanzierung sicher. Die Bilanzierungsstelle ist dabei als Bilanzgruppenkoordinator eines jeweiligen Marktgebiets gemäß § 87 GWG 2011 benannt. Darüber hinaus bedient sich der Marktgebietsmanager zur Erfüllung seiner Verpflichtung gemäß § 14 Abs. 1 Z 14 GWG 2011 und Umsetzung der Vorgaben gemäß § 41 Abs. 4 GWG 2011 der Bilanzierungsstelle. In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg sind die Bilanzierungsaufgaben der Bilanzierungsstelle auf jene des Bilanzgruppenkoordinators beschränkt.

Zu Abs. 2 Z 13: Die Austrian Gas Grid Management AG ist gemäß § 17 GWG 2011 für die Marktgebiete Tirol, Vorarlberg und Ost unbefristet als Verteilergebietsmanager benannt. Darüber hinaus ist das Unternehmen gemäß § 13 GWG 2011 für das Marktgebiet Ost (für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg ist dies nicht vorgesehen) unbefristet als Marktgebietsmanager benannt. Im Sinne des § 19 Abs. 2 GWG 2011 sind die Funktionen der Verteilergebietsmanager und des Marktgebietsmanagers bereits – entsprechend der auf dasselbe Unternehmen ausgestellten Bescheide gemäß § 13 und § 17 GWG 2011 – zusammengelegt worden. Diese Möglichkeit entspricht auch der Intention des Gesetzgebers (RV 1081 BlgNR 24. GP 16f). Nachdem das genannte Unternehmen diese beiden Markttrollen wahrnimmt und im Sinne der Harmonisierung der Ausgleichsregeln für die Fernleitungs- und Verteilernetze gemäß § 41 Abs. 4 GWG 2011 eine möglichst weitgehende, operative Zusammenführung dieser ähnlich gearteten Koordinationsfunktionen für unterschiedliche Netzebenen geboten ist, werden die Markttrollen im Rahmen dieser Verordnung zum Markt- und Verteilergebietsmanager (MVGGM) zusammengefasst. Dadurch wird ein weiterer Schritt zur Vereinfachung der historisch gewachsenen Rollenverteilung und der daraus resultierenden Vereinfachung sowie Effizienzsteigerung von Marktprozessen gesetzt.

Zu Abs. 2 Z 16: SLP-Kunden im Sinne dieser Verordnung sind Endverbraucher, denen vom jeweiligen Verteilernetzbetreiber gemäß § 3 der Lastprofilverordnung 2018, BGBl. II Nr. 338/2018, ein standardisiertes Lastprofil (SLP) zugeordnet ist. Darüber hinaus werden auch Kunden mit Verbrauchsaufzeichnungsmessgeräten gemäß § 3 der Lastprofilverordnung 2018 im Sinne dieser Verordnung als SLP-Kunden betrachtet.

Zu § 3: Regeln der Technik

Die einschlägigen Regeln der Technik gemäß Anlage 2 stellen einen integralen Bestandteil dieser Verordnung dar.

Zu § 4: Kapazitätsangebot

Abs. 1: Diese Bestimmung konkretisiert den Grundsatz des Entry/Exit-Systems, nach dem ein Gastransport zwischen Einspeisung und anschließender Ausspeisung ohne Festlegung eines konkreten Transaktionspfades möglich sein muss (vgl. Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009). Frei zuordenbare Kapazität stellt diesen Grundsatz sicher. Damit erhalten die Netzbenutzer die Möglichkeit, den Gastransport entsprechend ihren Bedürfnissen zu nominieren und das Gas nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung zu handeln. Diese Möglichkeit macht den Gasmarkt erst flexibel. Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen die

freie Zuordenbarkeit bereits bei der Ermittlung der verfügbaren Transportkapazitäten berücksichtigen und erforderlichenfalls kapazitätserhöhende Maßnahmen nach Abs. 2 prüfen und veranlassen.

Abs. 2: Diese Bestimmung verpflichtet den MVGM, in enger Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern, Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung zu prüfen, die das Ziel haben, im jeweils benötigten Umfang verfügbare Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten ausweisen zu können. Je mehr Kapazitätsrechte zur Verfügung gestellt werden, desto besser sind grundsätzlich die Voraussetzungen, um eine Belebung des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt zu erreichen. Bei der Prüfung der möglichen Maßnahmen hat der MVGM in enger Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern die angegebene Prüfungsreihenfolge einzuhalten, die zuerst die geringste Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit und dann die Maßnahme mit der größeren Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit vorsieht. Die Nachfrage nach Lastflusszusagen und die Vorgaben zu Zuordnungsaufgaben sind so gering wie möglich zu halten, um eine mögliche Beeinträchtigung des Wettbewerbs bzw. gegebenenfalls vorhandenes Diskriminierungspotential so weit wie möglich zu reduzieren. Ein Beispiel für eine Zuordnungsaufgabe sind „dynamisch zuordenbare Kapazitäten“. Gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, BGBl. II Nr. 309/2012, zuletzt geändert durch die Verordnung BGBl. II Nr. 355/2018, sind das solche Kapazitäten, die lediglich in Kombination mit spezifizierten Ein- bzw. Ausspeisepunkten als feste Kapazität angeboten werden können, und deren Nutzung im Zusammenhang mit anderen Ein- bzw. Ausspeisepunkten bzw. dem virtuellen Handlungspunkt nur auf unterbrechbarer Basis möglich ist.

Abs. 3: Diese Bestimmung verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber Lastflusszusagen und Zuordnungsaufgaben transparent und diskriminierungsfrei abzuwickeln. Unter angemessenen Bedingungen ist die marktgerechte Ausgestaltung von zB der Losgröße und den Laufzeiten zu verstehen. Die Maßnahmen des Abs. 2 sind erforderlichenfalls vom Fernleitungsnetzbetreiber zu ergreifen. Dies gewährleistet, dass die Flexibilität des Gasmarktes in möglichst geringem Umfang beeinträchtigt wird. Vor diesem Hintergrund ist eine enge Kooperation zwischen dem MVGM und den Fernleitungsnetzbetreibern vorgesehen, um kapazitätserhöhende Maßnahmen nur in möglichst geringem Umfang anzuwenden. Unter ausweisbarer Kapazität ist die gemäß § 34 Abs. 2 GWG 2011 ermittelte Kapazität zu verstehen.

Zu § 5: Kapazitätszuweisung

Die auf Grundlage der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 erlassene NC CAM sieht ein harmonisiertes Regelwerk zur Vergabe von Kapazität im Fernleitungsnetz vor. Darin enthalten sind insbesondere Bestimmungen über Standardkapazitätsprodukte und Zuweisungsverfahren sowie Vorschriften zur Zusammenarbeit benachbarter Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Ziel einer abgestimmten Vermarktung von Kapazität an Netzkopplungspunkten.

Abs. 1: Die Zuweisung von Kapazität im Fernleitungsnetz hat über die Buchungsplattform gemäß Art. 37 NC CAM zu erfolgen. Diese unionsrechtliche Verpflichtung genießt Vorrang gegenüber der Bestimmung im österreichischen Gaswirtschaftsgesetz, wonach gemäß § 39 Abs. 1 GWG 2011 die Zuweisung von Kapazitäten über eine Online-Plattform vorgesehen ist, über die gemäß § 39 Abs. 2 und 3 GWG 2011 auch Informationen betreffend das Marktgebiet und das Verteilergebiet zu veröffentlichen sind.

Abs. 2: Diese Regelung ermöglicht es den Fernleitungsnetzbetreibern, unterbrechbare Kapazitäten differenziert nach Klassen, die die Unterbrechungswahrscheinlichkeit reflektieren, zu vergeben. Unterbrechbare Kapazitäten können theoretisch in unbegrenztem Umfang vergeben werden, wobei das spezifische Unterbrechungsrisiko jedoch ansteigt, je mehr unterbrechbare Kapazitäten bereits vergeben wurden.

Abs. 3: In diesem Absatz kommt das Maximierungsgebot des Art. 6 Abs. 1 lit. a NC CAM zum Ausdruck.

Zu § 6: Kapazitätsumwandlung

Mit der Einführung der verpflichtenden gebündelten Vermarktung von Kapazität an Grenzkopplungspunkten stellt sich für Netzbenutzer, die nicht korrespondierende ungebündelte feste Ein- oder Ausspeisekapazität an einem Buchungspunkt kontrahiert hatten, das Problem, dass die (Ergänzungs-) Buchung der korrespondierenden ungebündelten Kapazität auf der anderen Seite des Buchungspunkts in vielen Fällen nicht möglich ist.

Abs. 1: Um die wirtschaftlichen Nachteile für jene Netzbenutzer zu vermeiden, die durch die gebündelte Buchung von Ein- oder Ausspeisekapazität auf einer Seite des Buchungspunkts Kapazität doppelt kaufen mussten, wird eine Regelung über einen Kapazitätsumwandlungsdienst gemäß Art. 21 Abs. 3 NC CAM ergänzt.

Fernleitungsnetzbetreiber sind demnach verpflichtet, Netzbenutzern einen Kapazitätsumwandlungsdienst für nicht korrespondierende ungebündelte feste Ein- oder Ausspeisekapazität anzubieten. Für ungebündelte Buchungen fester Ein- oder Ausspeisekapazität, die nach dem Inkrafttreten dieser Novelle getätigt wurden, ist eine Inanspruchnahme des Kapazitätsumwandlungsdienstes nicht möglich.

Abs. 2: Voraussetzung für die Inanspruchnahme des Kapazitätsumwandlungsdienstes ist, dass betroffene Netzbenutzer erfolgreich an einer gebündelten Jahres-, Quartals- oder Monats-Auktion von frei zuordenbare Ein- oder Ausspeisekapazität teilnehmen. Die Inanspruchnahme des Kapazitätsumwandlungsdienstes ist nur in jenem Umfang möglich, in dem frei zuordenbare Ein- oder Ausspeisekapazität (FZK) doppelt gekauft wird. Ebenso ist eine Inanspruchnahme nur für jene Dauer möglich, für die gebündelte frei zuordenbare Ein- oder Ausspeisekapazität doppelt gekauft wird. Als doppelt gekauft wird stets jene Kapazität betrachtet, die in der gebündelten Jahres-, Quartals- oder Monats-Auktion als frei zuordenbare Ein- oder Ausspeisekapazität, also zeitlich nach der ungebündelten Kapazität, gekauft wurde. Die ungebündelte feste Ein- oder Ausspeisekapazität bleibt hiervon unberührt, weshalb das Entgelt für diese weiterhin in voller Höhe zu zahlen ist.

Wird im Rahmen des Kapazitätsumwandlungsdienstes eine höherwertige feste Kapazität erworben, dh. zB von dynamisch zuordenbarer Kapazität (DZK) in FZK, ist auch die positive Tariffdifferenz zwischen der DZK und der FZK zu entrichten.

Abs. 3: Die Abwicklung der Kapazitätsumwandlung erfolgt nach der erfolgreichen Teilnahme eines Netzbenutzers in einer gebündelten Jahres-, Quartals- oder Monats-Auktion von frei zuordenbare Ein- oder Ausspeisekapazität. Dazu hat der Netzbenutzer mittels eines von den Fernleitungsnetzbetreibern im Internet zu veröffentlichenden Standardformulars die Inanspruchnahme des Kapazitätsumwandlungsdienstes dem Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber innerhalb von drei Arbeitstagen nach der Jahres-, Quartals- oder Monats-Auktion anzuzeigen. Das Standardformular ist vor der Veröffentlichung der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Nach Erhalt von vollständig ausgefüllten Standardformularen haben die Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb von drei Arbeitstagen den Netzbenutzern die Inanspruchnahme des Kapazitätsumwandlungsdienstes zu bestätigen bzw. gegebenenfalls abzulehnen. Die Fernleitungsnetzbetreiber bieten die Kapazität, die im Rahmen des Kapazitätsumwandlungsdienstes vom Netzbenutzer zurück übertragen wird, in den nachfolgenden Auktionen an.

Abs. 4: Art. 21 Abs. 3 NC CAM regelt nicht, wie vorzugehen ist, wenn Netzbenutzer den Kapazitätsumwandlungsdienst im Rahmen von Auktionen von neu zu schaffender Kapazität gemäß Art. 29 und Art. 30 NC CAM beantragen. Vor diesem Hintergrund ist daher zu gewährleisten, dass durch die Inanspruchnahme des Kapazitätsumwandlungsdienstes nicht ein positives Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung für ein bestimmtes Angebotslevel (Offer Level) nachträglich zu einem negativen Ergebnis führt. Diese Einschätzung ist von den Fernleitungsnetzbetreibern auf Basis der jeweiligen Kapazitätssituation zu treffen und mindestens vier Wochen vor Veröffentlichung der Auktion der Regulierungsbehörde anzuzeigen.

Abs. 5: Der Kapazitätsumwandlungsdienst kommt nur für Kapazitäten zur Anwendung, die die genannten Kriterien erfüllen und vor dem 15. September 2017 abgeschlossen wurden.

Zu § 7: Sonderregelungen für virtuelle Netzkopplungspunkte

Art. 19 Abs. 9 NC CAM sieht die Einrichtung virtueller Grenzkopplungspunkte vor, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

- a) Die gesamte technische Kapazität an den virtuellen Kopplungspunkten ist gleich der oder größer als die Summe der technischen Kapazität an den einzelnen Kopplungspunkten, die die virtuellen Kopplungspunkte bilden.
- b) Sie erleichtern die wirtschaftliche und effiziente Netznutzung, was die Vorschriften des Art. 16 NC CAM einschließt, jedoch nicht auf diese begrenzt ist.

Abs. 1: Konzepte zur Umsetzung von virtuellen Grenzkopplungspunkten sind vor der Implementierung mit Marktteilnehmern zu konsultieren und von den Netzbetreibern der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Anzeige soll es der Regulierungsbehörde eine Beurteilung ermöglichen, ob die in NC CAM genannten Bedingungen zur Einrichtung virtueller Grenzkopplungspunkte erfüllt sind. Bei der Beurteilung der Bedingung, ob durch das vorgeschlagene Umsetzungskonzept die wirtschaftliche und effiziente Netznutzung für die Netzbenutzer erleichtert wird, sind auch die Ergebnisse der Konsultation des Umsetzungskonzepts zu berücksichtigen.

Abs. 2: Gemäß Art. 19 Abs. 9 NC CAM sind die an den (physischen) Grenzkopplungspunkten verfügbare Kapazitäten von den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern ausschließlich an einem virtuellen Grenzkopplungspunkt anzubieten.

Zu § 8: Nominierungs- und Renominierungsregeln

Abs. 1: Dieser Absatz normiert, dass der Bilanzgruppenverantwortliche, dessen Bilanzgruppe die Kapazitäten vom Netzbenutzer gemäß § 9 zugeordnet wurden, für die Nominierungen und Renominierungen seiner Bilanzgruppe verantwortlich ist.

Abs. 2: Die initiale Nominierung der zu transportierenden Gasmengen erfolgt bis 14.00 Uhr. Sollte in einem Network Code ein anderer Zeitpunkt verbindlich festgelegt werden, gilt aufgrund des Anwendungsvorrangs von Unionsrecht jedenfalls dieser Zeitpunkt. Die gegenständliche Verordnung müsste zur Klarstellung entsprechend angepasst werden.

Abs. 3: Dieser Absatz normiert die Vorlaufzeit für Renominierungen.

Abs. 4: Hier erfolgt die Klarstellung, dass nicht nur Nominierungen, sondern auch Renominierungen zuerst den festen und dann den unterbrechbaren Kapazitäten zugeordnet werden.

Abs. 5: Diese Regelung stellt sicher, dass Netzbenutzer im Falle von gebündelten Produkten, diese auch möglichst unkompliziert nutzen können. Dies wird durch die Einführung einer gebündelten Nominierung erreicht.

Abs. 6: Day Ahead-Kapazitäten müssen bis 20.00 Uhr nominiert werden. Hintergrund dieser späten Nominierung ist, dass ab dem Bekanntwerden der Verfügbarkeit von Day Ahead-Kapazitäten noch ein ausreichendes Zeitfenster für den Abschluss von Handelsgeschäften zur Verfügung stehen muss.

Die Bestimmungen des § 8 gelten auch für vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung abgeschlossene Verträge.

Zu § 9: Zuordnung von Kapazitäten zu Bilanzgruppen

Diese Bestimmung verpflichtet Netzbenutzer zur Zuordnung von gebuchten Kapazitäten zu einer Bilanzgruppe, bevor diese genutzt werden können. Zur Klarstellung wird festgehalten, dass für die Nominierung von Gasmengen am Virtuellen Handlungspunkt keine gesonderte Erklärung zur Zuordnung erforderlich ist.

Abs. 1: Für die Abwicklung und Nutzung der gebuchten Kapazitäten ist eine rechtzeitige Zuordnung dieser zu den jeweiligen Bilanzgruppen und eine zeitnahe Information an den Bilanzgruppenverantwortlichen erforderlich.

Abs. 2: Aufgrund der Tatsache, dass bei kurzfristig gebuchten Kapazitäten (Tagesprodukte und untertägige Produkte) das Zeitfenster zwischen Buchung und Nutzung sehr kurz ist, sind diese Kapazitäten unverzüglich nach der Buchung in Bilanzgruppen einzubringen.

Zu § 10: Sonderregelungen zum Netzzugang im Fernleitungsnetz

Abs. 1: Diese Regelung stellt klar, dass § 5 bis § 9 sowie § 16 und § 17 nicht auf Ausspeisekapazitäten zur Ausspeisung aus den Fernleitungsnetzen zu den Verteilernetzen im Marktgebiet, zu Speicheranlagen und Endverbrauchern sowie auf Einspeisekapazitäten zur Einspeisung in das Fernleitungsnetz aus Speicher- und Produktionsanlagen sowie aus Anlagen von Erzeugern erneuerbarer Gase Anwendung finden. Da an diesen Buchungspunkten nur ein Marktteilnehmer, zB der MVGM, zur Buchung berechtigt ist, sind die Bestimmungen in den § 5 bis § 9 sowie § 16 und § 17 für diese Punkte nicht sinnvoll. Da an diesen Buchungspunkten kein Diskriminierungspotential besteht, erfolgt die Vergabe der Kapazitäten nach dem Prioritätsprinzip.

Abs. 2: Sollten Endverbraucher an das Fernleitungsnetz angeschlossen sein (vgl. dazu § 31 Abs. 4 GWG 2011), gelten § 13 und § 14 sinngemäß.

Zu § 11: Netzzugangsantrag und Kapazitätserweiterung

Diese Bestimmung regelt die Mindestanforderungen an Anträge auf Netzzugang und auf Kapazitätserweiterung. Die Mindestanforderungen sind in Anlage 1 aufgelistet.

Abs. 1: Die Regelungen zum Netzzugang und zur Kapazitätserweiterung im Verteilernetz sehen vor, den Startzeitpunkt der Netznutzung im Netzzugangsvertrag bis zu drei Jahre in der Zukunft ab dem Abschluss des Netzzugangsvertrages festzulegen. Dies bewirkt im Grunde eine Kapazitätsreservierung vom Zeitpunkt des Abschlusses des Netzzugangsvertrages bis zum Zeitpunkt der tatsächlichen Aufnahme der Netznutzung. Sofern der Startzeitpunkt der Netznutzung mehr als drei Monate nach dem Netzzugangsvertragsabschluss liegt, entfällt die Pflicht zur Bekanntgabe eines Versorgers, weil davon auszugehen ist, dass der Versorger bei Vertragsabschluss noch nicht in jedem Fall feststeht. Der Versorger muss jedoch spätestens im Rahmen der Anmeldung gemäß Wechselverordnung 2014, BGBl. II Nr. 167/2014, bekannt gegeben werden. Für Verträge mit einem mehr als drei Monate in die Zukunft gerichteten Netznutzungszeitpunkt können gesonderte Bedingungen zur Gewährleistung dieser Kapazitätsreservierung vereinbart werden, wobei jedenfalls eine angemessene Zahlung für den Fall einer vollständigen oder teilweisen Nichtinanspruchnahme ab dem vereinbarten Beginn der Netznutzung festzulegen ist. Für diese Bedingungen und Zahlungen gelten sinngemäß die Regelungen zur Kapazitätserweiterung in Anlage 1 Punkt III Z 1 Abs. 4. Die Vereinbarung von Bedingungen und die

obligatorische Vereinbarung einer Pönalzahlung im Falle der Nichtnutzung sind erforderlich, um die Kapazitätsreservierung zu rechtfertigen.

Abs. 3: Bereits gemäß § 2 Abs. 1 Z 14 Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 berechtigen kurzfristige Änderungen des Nutzungsverhaltens nicht zu einer Änderung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung. Diese Regelung wird durch Abs. 2a dahin gehend präzisiert, dass eine Abänderung der vereinbarten Höchstleistung im Netzzugangsvertrag nur einmal innerhalb von zwölf Monaten erlaubt ist und diese Abänderung nicht gegen vereinbarte Bedingungen im Rahmen des Netzzugangs oder der Kapazitätserweiterung (Befristungen, Kündigungsmöglichkeiten, Pönalregelungen, Mindestvertragsdauer etc.) verstoßen darf. Diese Klarstellung soll verhindern, dass sich einzelne Netzbenutzer durch unterjährige Veränderungen der Höchstleistung auf Kosten des Netzbenutzerkollektivs optimieren, zumal die Leistungsbereitstellung der wesentliche Kostentreiber für die Netznutzungsentgelte ist.

Zu Abs. 4: Mit dieser Bestimmung wird das im Verteilergebiet geltende „First come, first served“-Prinzip für Anträge auf Kapazitätserweiterung explizit verankert.

Abs. 5: Der Verteilernetzbetreiber, für den die Pflicht zur rechtlichen Entflechtung gemäß § 106 GWG 2011 nicht anwendbar ist und dessen Unternehmen auch als Endverbraucher von Erdgas auftritt, kann aus rechtlichen Gründen für Anlagen des integrierten Unternehmens, die an das eigene Verteilernetz als Endverbraucher angeschlossen sind, keinen Netzzugangsvertrag mit sich selbst (In-sich-Geschäft) abschließen. Dennoch sind auch für eigene Anlagen bzw. interne Endverbraucher sinngemäß die Bestimmungen der Abschnitte 2 und 3 einzuhalten. Dies wird nunmehr mit dieser Bestimmung klargestellt. Eigenverbrauchsanlagen des Netzbetreibers zum Betrieb der Erdgasleitungsanlagen (zB Druckregelstationen) fallen jedoch nicht unter diese Bestimmung.

Um diese Leistungsbeziehungen zwischen den Unternehmensbereichen transparent zu gestalten, ist insbesondere ein Datenblatt zum Netzzugang mit den entsprechenden Inhalten gemäß den Vorgaben zum Netzzugangsantrag in Anlage 1 zu erstellen. Dies umfasst – im Sinne einer nachvollziehbaren Trennung der relevanten Rechengkreise (§ 8 GWG 2011) – beispielsweise auch die interne Verrechnung der Netznutzungsentgelte. Damit sollen eine transparente und diskriminierungsfreie Behandlung aller Netzbenutzer gewährleistet und die Bevorzugung eigener Anlagen durch den Verteilernetzbetreiber vermieden werden.

Zu § 12: Netzzutrittsantrag

Diese Bestimmung regelt die Anforderungen an die erstmalige Herstellung oder die Änderung des Netzanschlusses (Netzzutritt).

Zu Abs. 3: § 67 Abs. 1 GWG 2011 verpflichtet Netzbetreiber unter anderem, Netzkopplungsverträge nach den Vorgaben des MVGM abzuschließen. Für Betreiber von Speicher- und Produktionsanlagen ist der Abschluss solcher Verträge lediglich „anzustreben“. Sofern diese Verträge Auswirkungen auf die Steuerung des Verteilernetzes haben, welche dem MVGM obliegen, erscheint es jedoch im Hinblick auf eine sichere und effiziente Betriebsführung notwendig, dem MVGM auch für Netzzutrittsverträge mit Betreibern von Speicher- und Produktionsanlagen das Recht einzuräumen, für diese Verträge inhaltliche Vorgaben zu machen. Diese Bestimmung stellt klar, dass für die Zuordnung und Nutzung von Kapazitäten ein Netzzugangsantrag erforderlich ist und ein Antrag auf Netzzutritt keine Reservierung von Kapazität bewirkt.

Zu § 13: Kapazitätsmanagement im Verteilergebiet

Zu Abs. 1 und 2: Diese Bestimmungen regeln, dass Kapazitäten an den Ausspeisepunkten vom Fernleitungsnetz ins Verteilernetz ausschließlich der MVGM bucht, sodass sich hier eine Kapazitätsvergabe durch Versteigerung ebenso erübrigt wie ein Engpassmanagement.

Zu Abs. 3: In einigen wenigen Fällen liegen die Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz. Für diese Fälle sollen Regelungen zum Langfristigen Use-it-or-lose-it (§ 17) sinngemäß anwendbar sein. Sinngemäß bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die angeführten Bestimmungen auch für den Netzzugang an den Grenzkopplungspunkten des Verteilernetzes gelten. In dieser Bestimmung wird die Klarstellung vorgenommen, dass die Vermarktung von Kapazitäten an Grenzkopplungspunkten im Verteilernetz abweichend von der Fernleitungsebene entsprechend der Reihenfolge der eingegangenen Netzzugangsanträge beim MVGM abzuwickeln ist („first come first served“). Art. 2 Abs. 4 NC CAM sieht die Möglichkeit von „impliziten Zuweisungsmethoden“ vor. Eine implizite Allokation von Kapazitäten bezeichnet eine Zuweisungsmethode, bei der sowohl Leitungskapazität als auch eine korrespondierende Gasmenge gleichzeitig zugewiesen werden. Gemäß NC CAM sind implizite Zuweisungsmethoden von der Regulierungsbehörde zu genehmigen. Diese Bestimmung regelt, dass implizite Zuweisungsmethoden auch für Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz möglich sind.

Zu Abs. 4: Teile des Netzbereichs Oberösterreich stellen physikalisch gesehen Netzinseln im Marktgebiet Ost dar, die nur aus dem benachbarten deutschen Marktgebiet aufgespeist werden können (Schärding, Ach), was bislang insbesondere einen Versorgerwechsel nicht zugelassen hat. Eine vom MVGM zusammen mit dem benachbarten deutschen Verteilernetzbetreiber entwickelte Lösung soll auch in diesen Gebieten die freie Wahl des Versorgers ermöglichen. Dafür ist es erforderlich, den MVGM im Marktgebiet Ost zu berechnen und zu verpflichten, die benötigten Kapazitäten zu buchen. Ab Inkrafttreten dieser Regelung haben Versorger das Gas für die Kunden in den genannten Netzinseln am Virtuellen Handlungspunkt des Marktgebiets Ost zur Verfügung zu stellen.

Zu § 14: Gesonderte Regelungen zum Netzzugang für Speicherunternehmen

Abs. 1: Diese Bestimmungen regeln die Modalitäten der Vereinbarung zwischen Speicherunternehmen und Netzbetreiber zur maximal erforderlichen Kapazität. Der Netzbetreiber wird verpflichtet, die zuletzt vom Speicherunternehmen gebuchte Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Diese Verpflichtung gilt sowohl für gebuchte feste als auch gebuchte unterbrechbare Kapazitäten. Eine Reduktion der gebuchten festen Kapazität durch das Speicherunternehmen gegenüber dem Netzbetreiber von mehr als zehn Prozent ist nur in jenem Umfang möglich, in dem diese Kapazität im Marktgebiet wirtschaftlich gleichwertig vermarktet werden kann. Für Kapazität im Rahmen von Speicherprojekten, die netzseitige Kapazitätserweiterungsprojekte initiierten, ist eine Reduktion der jährlichen Buchung nur nach Maßgabe des Kapazitätserweiterungsvertrags möglich. Für unterbrechbare Kapazitäten ist die Reduktion nicht durch die Bedingung einer wirtschaftlich gleichwertigen Vermarktung limitiert, da unterbrechbare Kapazitäten gemäß Kapazitätsberechnungsmodell theoretisch in unlimitierter Höhe angeboten werden könnte.

Abs. 2: Abweichend von Abs. 1 regelt dieser Absatz die Möglichkeit, Netzzugangsverträge auf mindestens 15 Jahre befristet abzuschließen. Allerdings entfällt für diese befristeten Netzzugangsverträge die Möglichkeit, die gebuchte feste Kapazität jährlich um bis zu zehn Prozent zu reduzieren. Auch hier kann eine Kapazitätsreduktion nur in dem Umfang vorgenommen werden, in dem diese Kapazität wirtschaftlich gleichwertig vom Netzbetreiber vermarktet werden kann. Speicherunternehmen, deren Speicheranlage bereits an das Netz angeschlossen ist, können den bestehenden Netzzugangsvertrag entsprechend anpassen. Geregelt wird auch, dass nach Ablauf der Vertragsdauer die gebuchte feste Kapazität nicht weiter vorgehalten wird, es sei denn, das Speicherunternehmen trifft mit dem Netzbetreiber spätestens drei Jahre vor Ablauf der Vertragsdauer eine entsprechende Nachfolgerevereinbarung über die danach erforderliche Kapazität.

Abs. 3: Es wird klargestellt, dass die Bestimmungen gemäß § 11 (Netzzugangsantrag und Kapazitätserweiterung) und § 12 (Netzzutrittsantrag) auch für Speicherunternehmen gelten, deren Speicheranlagen an ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind.

Abs. 4: Die für die operative Abwicklung notwendigen Rechte und Pflichten sind zwischen Speicherunternehmen und MVGM vertraglich zu vereinbaren.

Zu § 15: Gesonderte Regelungen zum Netzzugang für Produzenten und Erzeuger von erneuerbaren Gasen

Abs. 1: Diese Bestimmungen regeln die Modalitäten der Vereinbarung zwischen Produzenten gemäß § 7 Abs. 1 Z 52 GWG 2011 bzw. Erzeugern von erneuerbaren Gasen und Netzbetreibern zur maximal erforderlichen Kapazität. Der Netzbetreiber wird verpflichtet, die zuletzt vom Produzenten bzw. Erzeuger von erneuerbaren Gasen gebuchte Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Diese Verpflichtung gilt sowohl für gebuchte feste als auch gebuchte unterbrechbare Kapazität. Eine Reduktion der gebuchten festen Kapazität von mehr als zehn Prozent der jährlichen Buchung gegenüber der dauerhaft vorzuhaltenden Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, indem diese Kapazität im Marktgebiet an anderer Stelle wirtschaftlich gleichwertig vermarktet werden kann. Darüber hinaus regelt dieser Absatz, dass Erhöhungen von bestehenden Kapazitätsbuchungen für die Dauer von mindestens einem Monat bis zu zwei Jahren die Berechnungsgrundlage für die maximal mögliche jährliche Reduktion der festen Kapazitätsbuchung nicht erhöht. Es soll damit ein flexibleres Kapazitätsmanagement ermöglicht werden, indem sich mittelfristige Kapazitätserhöhungen nicht auf die Reduktionsmöglichkeiten auswirken. Diese mittelfristigen Kapazitätserhöhungen müssen dann allerdings auch nicht vom Netzbetreiber dauerhaft vorgehalten werden. Für Produzenten und Erzeuger von erneuerbarem Gas gilt eine Schwelle, unter der die Regelungen zur Kapazitätsreduktion nicht anwendbar sind. Die Schwelle liegt bei 10 000 kWh/h mit dem Verteilernetzbetreiber vereinbarter Höchstleistung und ermöglicht somit kleineren Anlagen (vor allem Biogasanlagen) eine kurzfristigere Beendigung des Netzanschlusses.

Abs. 2: Die für die operative Abwicklung notwendigen Rechte und Pflichten sind zwischen Produzenten sowie Erzeugern von erneuerbaren Gasen und MVGM vertraglich zu vereinbaren.

Zu § 16: Kurzfristiges Use-it-or-lose-it

Abs. 1: Die in diesem Absatz festgelegte Einschränkung der Renominierung soll gewährleisten, dass immer ein gewisser Kapazitätsanteil am Tag vor dem Liefertag dem Markt als feste Day Ahead-Kapazität in beiden Transportrichtungen angeboten werden kann. Bei der Prüfung der Nominierungs- und Renominierungsregeln ist die relevante Einheit die Bilanzgruppe oder das Sub-Bilanzkonto. Geprüft werden soll nur die der Bilanzgruppe zugeordnete feste Kapazität, da aufgrund der unbeschränkten Vergabe von unterbrechbarer Kapazität hier kein Anlass zur Prüfung besteht.

Abs. 2: Diese Regelung stellt sicher, dass die Vorgaben zur Einschränkung des Renominierungsrechts nicht umgangen werden. Jener Teil einer Nominierung oder Renominierung, der die zulässigen Grenzen überschreitet- oder unterschreitet, wird wie eine Nominierung oder Renominierung von unterbrechbarer Kapazität behandelt und zuerst unterbrochen. Es ist also ausgeschlossen, dass den Transportkunden aus der Nichtbeachtung der Renominierungsgrenzen ungerechtfertigte Vorteile erwachsen.

Abs. 3: Dieser Absatz sieht eine Ausnahme von der Renominierungsbeschränkung der Netzbenutzer vor, die insgesamt, das heißt in Summe über alle Kapazitätsbuchungen am betreffenden Buchungspunkt, weniger als zehn Prozent der ausgewiesenen technischen Jahreskapazität gebucht haben. Dieser Ausnahme liegt die Überlegung zugrunde, dass Netzbenutzer mit kleinen Portfolien über einen geringeren Portfolioeffekt verfügen und zugleich in vielen Fällen über geringere Flexibilitätsinstrumente verfügen. Um die operative Umsetzung der Nominierungs- und Renominierungsregeln zu gewährleisten, ist der Zeitraum der Prüfung mit 365 Tagen (statt zwölf Monaten) festgelegt und klargestellt, dass die Ausnahme eines Netzbenutzers von den Renominierungsbeschränkungen je Flussrichtung ermittelt wird (dh. ein Netzbenutzer kann zB in einer Flussrichtung von Renominierungsbeschränkungen betroffen, in der anderen jedoch davon ausgenommen sein). Die Ausnahme gilt nur, wenn einerseits der von der Ausnahme erfasste Netzbenutzer seine Kapazitäten nicht mit denen eines nicht- ausgenommenen Netzbenutzers vermischt und andererseits der Bilanzgruppe oder dem Sub-Bilanzkonto insgesamt durchschnittlich nicht $\geq 10\%$ der technischen Jahreskapazität am Buchungspunkt zugeordnet ist. Für Day Ahead-Kapazitäten wird eine Ausnahme von den Renominierungsbeschränkungen eingeführt, um zu vermeiden, dass ein kleiner Netzbenutzer durch eine einmalige hohe Day Ahead-Buchung das Ausnahmekriterium verletzen könnte, womit er für das gesamte Folgejahr unter das Regime der Renominierungsbeschränkungen fällt.

Abs. 4: Die Verwendung von Sub-Bilanzkonten ist möglich. Die Möglichkeiten der Bilanzgruppenverantwortlichen zur Vergabe von Zuordnungsberechtigungen schließen auch folgende Fälle mit ein (ohne die Wirkung der Renominierungsbeschränkungen zu umgehen):

- mehrere Netzbenutzer können Kapazitäten demselben Sub-Bilanzkonto und/oder derselben Bilanzgruppe zuordnen;
- jeder Netzbenutzer kann Kapazitäten zu mehreren Bilanzgruppen und/oder Sub-Bilanzkonten (auch bei unterschiedlichen Bilanzgruppenverantwortlichen) zuordnen.

Abs. 5: Die Kapazitäten, die durch die Renominierungsbeschränkungen frei werden, sind vom Fernleitungsnetzbetreiber als Tageskapazitäten gemäß Art. 9 Abs. 5 NC CAM anzubieten.

Abs. 6: Dieser Absatz ermöglicht den Fernleitungsnetzbetreibern Abweichungen in der operativen Umsetzung vorzunehmen, die erforderlich sind, um eine mit dem benachbarten Marktgebiet kompatible operative Umsetzung zu gewährleisten. Dies gilt jedoch nur, wenn benachbarte Netzbetreiber vergleichbare Regelungen zu jenen in Abs. 1 bis 3 festgelegten, anwenden. Die erforderlichen Abweichungen sind vorab der Regulierungsbehörde anzuzeigen und zu begründen.

Abs. 7: Dieser Absatz stellt klar, dass der Netzbenutzer, auf den die Renominierungsbeschränkungen gemäß Abs. 1 bis 3 angewendet wurden und der Fernleitungsnetzbetreiber darauf die Kapazität gemäß Abs. 5 angeboten hat, zur Zahlung der vollen Einspeise- oder Ausspeiseentgelte verpflichtet bleibt.

Abs. 8: Es wird klargestellt, dass die Bestimmungen der Abs. 1 bis 7 auch für Kapazitätsverträge gelten, die vor dem Inkrafttreten der Verordnung abgeschlossen wurden.

Zu § 17: Langfristiges Use-it-or-lose-it

Die Bestimmungen führen den Beschluss der Europäischen Kommission vom 24. August 2012 zur Änderung von Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu Engpassmanagement bei vertraglichen Engpässen durch. Die Durchführung ist einerseits aus Transparenzgründen geboten und andererseits notwendig, weil im österreichischen Bilanzgruppensystem die Nutzung (Nominierung und Renominierung) von Kapazität durch den Bilanzgruppenverantwortlichen erfolgt und nicht durch den Netzbenutzer. Ein Abstellen auf den Netzbenutzer, wie im Beschluss der Kommission angeführt, wäre daher nicht umsetzbar.

Daher erfolgt eine Klarstellung hinsichtlich des auch schon bisher anwendbaren langfristigen Use-it-or-lose-it Prinzips dahin gehend, dass bei der Prüfung der systematisch ungenutzten Kapazität die relevante

Einheit die Bilanzgruppe oder das Sub-Bilanzkonto ist und nicht, wie in der Stammfassung der GMMO-VO 2012 angeführt, der Netzbenutzer. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass es das Bilanzgruppensystem mehreren Netzbenutzern erlaubt, gemeinsam eine Bilanzgruppe bzw. ein Sub-Bilanzkonto zu führen und die der gemeinsamen Bilanzgruppe bzw. dem Sub-Bilanzkonto zugeordnete Kapazität auch gemeinsam zu nutzen. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass Netzbenutzer die Regelungen nicht dadurch umgehen können sollen, dass sie ihre gebuchte Kapazität auf mehrere unterschiedliche Bilanzgruppen bzw. Sub-Bilanzkonten aufteilen. Eine Umgehung der Regelungen dadurch, dass ein Netzbenutzer gebuchte Kapazitäten keiner Bilanzgruppe zuordnet, ist jedenfalls nicht möglich, denn gemäß § 23 Abs. 1 sind die gesamten gebuchten Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten an den Marktgebietsgrenzen vom Netzbenutzer gegenüber dem Netzbetreiber einer Bilanzgruppe zuzuordnen.

Abs. 1: Netzbenutzer sollen im Falle der beabsichtigten Nichtnutzung von Kapazität diese neben dem Angebot am Sekundärmarkt auch dem Fernleitungsnetzbetreiber zurückgeben können. Diese Ergänzung resultiert aus der Möglichkeit der Rückgabe verbindlich gebuchter garantierter Kapazität seit 1. Oktober 2013 entsprechend den genehmigten Allgemeinen Bedingungen für den Netzzugang zu Fernleitungsnetzen.

Abs. 2: Die (teilweise) Rückgabe von Kapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber verhindert unabhängig davon, ob die zurückgegebene Kapazität vom Fernleitungsnetzbetreiber erfolgreich weitervermarktet werden konnte oder nicht, eine Entziehung (im Ausmaß der zurückgegebenen Kapazität).

Zudem wird der bisher gebrauchte Begriff der „Laufzeit“, auf die eine Entziehung anzuwenden ist, präzisiert: Der auch in Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 verwendete Begriff der „effektiven Vertragslaufzeit“ soll nunmehr klarstellen, dass es sich sowohl um langfristige Verträge handelt, die eine Laufzeit von mehr als einem Jahr haben, als auch um eine Reihe von Jahresverträgen, die auf Basis der im NC CAM festgelegten Kapazitätszuweisungsmechanismen für einen Zeitraum von maximal 15 Jahren abgeschlossen wurden.

Um ein Umgehen der in den Z 1 und 2 festgelegten Tatbestände zu verhindern, umfasst die Prüfung der systematisch ungenutzten Kapazität gemäß Abs. 2 letzter Satz in jenen Fällen, in denen ein Netzbenutzer seine gebuchte Kapazität in mehrere Bilanzgruppen bzw. Sub-Bilanzkonten eingebracht hat, die Summe der diesen Bilanzgruppen bzw. Sub-Bilanzkonten insgesamt zugeordneten Kapazität. Die bisherige Z 3 entfällt, da der entsprechende Tatbestand auch nicht im Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 enthalten ist.

Abs. 3: Da im Falle von Bilanzgruppen bzw. Sub-Bilanzkonten, in die mehrere Netzbenutzer Kapazitäten eingebracht haben, vom Fernleitungsnetzbetreiber nicht nachvollzogen werden kann, wie die einzelnen Netzbenutzer ihre eingebrachte Kapazität nutzen bzw. systematisch nicht nutzen, muss sich die Entziehung auf alle Netzbenutzer in der Bilanzgruppe bzw. im Sub-Bilanzkonto erstrecken. Die im ersten Satz vorgenommene Ergänzung legt fest, dass der Umfang der Entziehung anteilig entsprechend der von den einzelnen Netzbenutzern eingebrachten Kapazität erfolgt. Der Umfang der Entziehung richtet sich nach dem Ausmaß der durchschnittlichen Nichtinanspruchnahme. Zum Fall des Abs. 2 Z 2 ist klarzustellen, dass die durchschnittliche Nichtinanspruchnahme auf Basis der letzten renominierten Werte zu ermitteln ist. Mit dem Entfall des bisherigen Abs. 2 Z 3 entfällt auch die entsprechende Rechtsfolge in Abs. 3 Z 2.

Abs. 4: Z 3 entfällt, weil der darin angeführte Tatbestand bereits durch die Bestimmungen in Z 1 abgedeckt ist.

Abs. 5: Der Regulierungsbehörde sind sowohl die Verwirklichung der Tatbestände einer allfälligen Nichtnutzung von Kapazität als auch der in Aussicht genommene Umfang der Entziehung von Kapazität vom Fernleitungsnetzbetreiber zu melden. Dies gilt auch für etwaige Nachweise von Netzbenutzern gegenüber dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber über die Angebote der nicht genutzten Kapazitäten am Sekundärmarkt oder der Notwendigkeit der Erhaltung der Kapazitätsverträge zur Erfüllung bestehender vertraglicher Verpflichtungen, um die Entziehung der nicht genutzten Kapazitäten zu vermeiden.

Abs. 6: Hiermit wird klargestellt, dass es sich im zweiten Satz um die Allgemeinen Bedingungen für den Netzzugang zu Fernleitungsnetzen handelt. Entzogene Kapazität wird als Primärkapazität in Form der Standardkapazitätsprodukte entsprechend der Zuweisungsmethodik des NC CAM wiedervermarktet.

Abs. 7: Analog zu den Anpassungen in den vorangegangenen Absätzen muss hier auf die zugeordnete Kapazität im Wege der Bilanzgruppen bzw. Sub-Bilanzkonten abgestellt werden.

Zu § 18: Grundsätze der Bilanzierung

Abs. 1: Diese Bestimmung führt den Grundsatz der integrierten Bilanzierung ein. Konkret werden mit der „integrierten Bilanzierung“ eine singuläre Bilanzierungszone mit einheitlichen Regeln für sämtliche Ein-/Ausspeisepunkte des Marktgebiets (ungeachtet ob Fernleitungs- oder Verteilernetzen zugeordnet) und eine singuläre Regelenergie-Bewirtschaftung geschaffen. Die bisherige Trennung in „ex-ante“ und „ex-post“ Bilanzierung wird dadurch ersetzt.

Abs. 2: Bilanzgruppen stellen die Bilanzierungsobjekte der integrierten Bilanzierung dar. Grundsätzlich sind alle Einspeisungen in das Marktgebiet bzw. Ausspeisungen aus dem Marktgebiet einer Bilanzgruppe zuzuordnen (vgl. die Erläuterungen zu § 26 Abs. 4 für eine Ausnahme). Dies wird dadurch umgesetzt, dass Netzbewerber Bilanzgruppenverantwortliche sind oder als Bilanzgruppenmitglied agieren. Für Erläuterungen zum Bilanzgruppensystem siehe § 19.

Abs. 3: Im Einklang mit dem NC BAL ist es die zentrale Aufgabe der Bilanzgruppenverantwortlichen für einen bestmöglichen Ausgleich ihrer Bilanzgruppen Sorge zu tragen. Folglich haben die Bilanzgruppenverantwortlichen die aus allfälligen Unausgeglichenheiten resultierenden, wirtschaftlichen Folgen iSv Ausgleichsenergieabrechnungen zu tragen; dessen ungeachtet ist eine abweichende Regelung im Innenverhältnis zwischen den Bilanzgruppenverantwortlichen und ihren Bilanzgruppenmitgliedern möglich. Sofern Endverbraucher in der Bilanzgruppe enthalten sind, sind für eine effiziente Bewirtschaftung der Bilanzgruppe entsprechende Prognosen anzustellen; auch für diese trägt der Bilanzgruppenverantwortliche die primäre Verantwortung. Die Bilanzgruppenmitglieder sind verpflichtet, den Bilanzgruppenverantwortlichen dabei zu unterstützen (siehe Erläuterungen zu § 19 Abs. 4).

Abs. 4: Im Einklang mit dem NC BAL erfolgt die Bilanzierung ausschließlich auf Basis von Energieeinheiten und die Bilanzierungsperiode ist der Gastag (06.00 Uhr bis 06.00 Uhr).

Abs. 5: Diese Bestimmung verpflichtet die Marktteilnehmer, den Handel und die Übergabe von Gasmengen am Virtuellen Handelsplatz zu tätigen. Dies schafft zunächst eine höhere Liquidität und ist überdies aufgrund der Zusammenführung von Fernleitungs- und Verteilernetzen zu einem gemeinsamen Marktgebiet besser handhabbar. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich im Speicher befindliche Mengen mit der Ausspeicherung im Sinne dieser Verordnung nicht mehr im Marktgebiet befinden (die Ausspeicherung ist analog zur Ausspeisung an einem Grenzkopplungspunkt bilanzierungsrelevant). Demzufolge bezieht sich diese Regelung nicht auf im Speicher befindliche Mengen.

Zu § 19: Bilanzgruppenmitgliedschaft

Abs. 1: Dem MVGM kommt als Anlaufstelle für Marktteilnehmer und aufgrund der Koordinationsfunktion zentrale Bedeutung zu (siehe dazu auch die Erläuterungen zu § 37). Dies umfasst, dass jedem Bilanzgruppenverantwortlichen und jeder Bilanzgruppe eine eindeutige Identifikationsnummer zugeordnet ist.

Abs. 2: Die Mitgliedschaft eines Bilanzgruppenmitglieds zu mehreren Bilanzgruppen ist zulässig. Eine Mitgliedschaft zu einer Bilanzgruppe kann auch durch Zuweisung der Regulierungsbehörde erfolgen, wenn dies aufgrund der Auflösung einer Bilanzgruppe erforderlich wird. Die Zuordnung mehrerer Zählpunkte eines Bilanzgruppenmitgliedes zur selben Bilanzgruppe bewirkt keine mehrfache Mitgliedschaft des Bilanzgruppenmitgliedes in dieser Bilanzgruppe. Das jeweilige Mitglied ist nur einmal Mitglied dieser Bilanzgruppe.

Abs. 3: Diese Bestimmung verpflichtet unmittelbare Bilanzgruppenmitglieder dazu, bei beabsichtigter Aufnahme der in § 19 Abs. 3 aufgezählten Tätigkeiten, den Bilanzgruppenverantwortlichen zeitnah zu informieren, so dass dieser sein System entsprechend anpassen kann und allenfalls entsprechende Haftungsregeln vereinbart werden können.

Abs. 4: Ungeachtet der zentralen Verantwortung des Bilanzgruppenverantwortlichen für die Bewirtschaftung seiner Bilanzgruppe (siehe dazu auch die Erläuterungen zu § 18 Abs. 3), haben die Bilanzgruppenmitglieder den Bilanzgruppenverantwortlichen bei der Wahrnehmung seiner Pflichten zu unterstützen. Die konkrete Ausgestaltung dieser Unterstützung ist im Innenverhältnis zwischen dem Bilanzgruppenverantwortlichen und dem jeweiligen Bilanzgruppenmitglied zu vereinbaren.

Zu § 20: Regelungen für Bilanzgruppenverantwortliche

Abs. 1: Diese Bestimmung regelt das Verhältnis zwischen dem Bilanzgruppenverantwortlichen und dem jeweiligen Bilanzgruppenmitglied. Überdies verpflichtet § 20 Abs. 1 die Bilanzgruppenverantwortlichen zur Bekanntgabe der erforderlichen Daten der Bilanzgruppenmitglieder an den MVGM, die Bilanzierungsstelle und den betroffenen Netzbetreiber.

Abs. 2: Bilanzgruppenverantwortliche haben die ihren Bilanzgruppenmitgliedern zugeordneten Kapazitäten in ihrem System zu führen und entsprechend anzumelden. Bilanzgruppenmitglieder haben den Bilanzgruppenverantwortlichen zeitnah über Art und Umfang der gebuchten Kapazitäten zu informieren. Siehe dazu auch die Erläuterungen zu § 9.

Abs. 3, 4 und 5: Diese Bestimmung stellt klar, dass der Bilanzgruppenverantwortliche gegenüber der Bilanzierungsstelle der alleinige Vertragspartner ist; überdies ist der Bilanzgruppenverantwortliche auch wirtschaftlich für die von ihm betreuten Bilanzgruppen verantwortlich. Eine allfällige Weiterverrechnung von Entgelten durch den Bilanzgruppenverantwortlichen, sowie die Festlegung von allfälligen Dienst-

leistungsentgelten erfolgt im Innenverhältnis zwischen Bilanzgruppenverantwortlichen und Bilanzgruppenmitgliedern. Dabei darf keine Schlechterstellung einzelner Bilanzgruppenmitglieder erfolgen.

Zu § 21: Allokationskomponenten

Abs. 1: Diese Bestimmung listet alle Allokationskomponenten auf, welche als Stundenzitreihen die Tagesunausgeglichenheit einer Bilanzgruppe gemäß § 22 Abs. 1 determinieren.

Abs. 2 und 3: An Grenzkopplungspunkten des Marktgebiets, den Ein- und Ausspeisepunkten im Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze sowie dem virtuellen Handelspunkte erfolgt die Allokation gemäß § 67 Abs. 4 GWG 2011 in allen Fällen nach dem Prinzip „allokiert wie nominiert“.

Abs. 4: Die Allokation erfolgt auf Basis von Messwerten in Form eines über den Tag konstanten Tagesbands (gleiche Stundenmenge in jeder Stunde des jeweiligen Tages). Sofern die von den Netzbetreibern bereitgestellten Messwerte als Stundenprofil ohne entsprechende Band-Glättung bereitgestellt werden, wird diese unmittelbar durch die Bilanzierungsstelle durchgeführt.

Abs. 5: Die Allokation erfolgt als konstantes Tagesband. Es kommt der Basisfall gemäß Art. 3 Z 19 NC BAL zur Anwendung; das heißt, die Allokation entspricht nicht zwangsläufig der (unverbindlichen) SLP-Verbrauchsprognose gemäß § 36.

Abs. 6: Für Endverbraucher mit Lastprofilzähler und einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung ≤ 300.000 kWh/h erfolgt die Allokation grundsätzlich analog zu Abs. 4. Ergänzend hat die Bilanzierungsstelle den Bilanzgruppenverantwortlichen die Möglichkeit anzubieten, dass diese mit spezifischen Zählpunkten in eine Allokation mit stündlichem Profil (analog Abs. 7) optieren. Sollte für diesen Zählpunkt ein Versorgerwechsel erfolgen, ist diese Optierungserklärung als hinfällig zu betrachten und die Allokation für den /nachfolgenden Versorger erfolgt erneut analog zu Abs. 4.

Abs. 7: Für Endverbraucher mit Lastprofilzähler und einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung > 300.000 kWh/h erfolgt die Allokation auf Basis des stündlichen Profils der Messwerte. Diese sind vom Netzbetreiber in dieser Form bereitzustellen.

Zu § 22: Anwendbarer täglicher Ausgleichsenergiepreis

Abs. 1: Die Tagesunausgeglichenheit entspricht dem Saldo aus sämtlichen Einspeisungen einer Bilanzgruppe an einem spezifischen Gastag und sämtlichen Ausspeisungen dieser Bilanzgruppe an diesem Gastag. Ein Angebot von Netzpufferflexibilitätsdienstleistungen gemäß Art. 43 NC BAL ist nicht vorgesehen.

Abs. 2 und 3: Der anwendbare Preis ergibt sich gemäß NC BAL aus den Grenzpreisen des Handels von standardisierten Produkten an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt im Kontext der physikalischen Bilanzierung (siehe die Erläuterungen zu § 28) bzw. aus dem Börsenreferenzpreis der Handelsplattform, (als mengengewichteter Gasdurchschnittspreis) an der o.g. Handelsgeschäfte getätigt werden, zzgl. kleiner Anpassung. Aktuell ist die PEGAS CEGH Gas Exchange die einzige Handelsplattform im Marktgebiet Ost, welche die Anforderungen des NC BAL an Handelsplattformen erfüllt. Demzufolge werden die an dieser Handelsplattform für Produkte gemäß § 28 Abs. 2 Z 1 festgelegten Preise herangezogen. Sollte in Zukunft eine weitere Handelsplattform die Anforderungen des NC BAL erfüllen, sind die Regelungen im Einklang mit dieser entsprechend anzupassen.

Zu § 23: Ergänzendes untertätiges Anreizsystem

Abs. 1: In Ergänzung zur kommerziellen Bilanzierung von Tagesunausgeglichenheiten gemäß § 22 wird im Einklang mit Art. 24 NC BAL ein untertätiges Anreizsystem vorgesehen. Ziel dieses Systems ist es einen angemessenen Anreiz zur gesamthaften Minimierung der Bilanzierungskosten und Sicherstellung der Systemstabilität durch Bilanzgruppenverantwortliche zu schaffen. Die Notwendigkeit eines derartigen untertätigen Anreizsystems wurde auf Basis der Anforderungen des NC BAL durch die Systemoperatoren entsprechend substantiiert und im Rahmen des Stakeholderprozesses bereits öffentlich diskutiert sowie dokumentiert. An dieser Stelle wird auch auf Kapitel 5.3. des finalen Konzepts⁴ zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells Gas verwiesen. Von wesentlicher Bedeutung ist die grundsätzliche Bedingung, dass der Kostenbeitrag zur untertätigen Strukturierung ausschließlich an jenen Tagen zur Abrechnung kommt, an denen gegenläufiger Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie erfolgt ist und die für die Strukturierung erforderliche Menge auf die gegenläufige Menge der physikalischen Ausgleichsenergie beschränkt ist (dh. bei Kauf von 100 Einheiten und Verkauf von 70 Einheiten werden 70 Einheiten der Strukturierung zugeordnet und die Bedingung für die Anwendung des Kostenbeitrags ist gegeben).

⁴<https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/190613+Konzept+Weiterentwicklung+Bilanzierungsmodell+%28%20C3%BCbearbeitet%20C+final%29+190613.pdf/581b8a3e-5279-f7d4-6cc6-1931b57d8690?t=1562249366745>

Abs. 2: Die stündlichen Differenzen ergeben sich aus den abrechnungsrelevanten Allokationen, welche gleichermaßen für das Clearing gemäß § 24 herangezogen werden. Diese werden unter Einbeziehung des Vorzeichens kumuliert. Der Toleranzwert von vier Prozent sämtlicher Ausspeisungen an Endverbraucher basiert auf umfangreichen Analysen technischer sowie kommerzieller Prägung.⁵ Mit der konservativen Festsetzung des Toleranzwerts in dieser Höhe soll eine graduelle, risikominimierte Systemumstellung vollzogen werden. Der Toleranzwert steht in jeder Stunde eines jeweiligen Gastages und in beide Richtungen (dh. für kumulierte stündliche Differenzmengen mit positiven als auch negativem Vorzeichen) zur Verfügung.

Abs. 3: Nur der den Toleranzwert überschreitende Teil der kumulierten stündlichen Differenzmenge wird für die Ermittlung des Kostenbeitrags herangezogen.

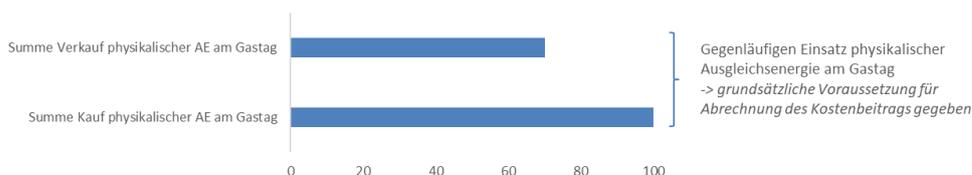
Abs. 4: Wie bereits im Zusammenhang mit Abs. 1 erläutert, kommt der Kostenbeitrag grundsätzlich nur zur Anwendung, sofern am jeweiligen Gastag gegenläufiger Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie erfolgt ist. Ist dies der Fall, ergibt sich der spezifische Kostenbeitrag aus dem Spread zwischen dem mengengewichteten Durchschnittspreis, der für diesen Gastag gekauften physikalischen Ausgleichsenergie, und dem Durchschnittspreis, der für diesen Gastag verkauften physikalischen Ausgleichsenergie. In jedem Fall beträgt der spezifische Kostenbeitrag minimal Null (dh. Null oder ein Wert mit positivem Vorzeichen).

Abs. 5: Zur Sicherstellung der Beschränkung der absoluten Kostenbeiträge sämtlicher Bilanzgruppenverantwortlicher für einen Gastag auf die resultierenden Gesamtkosten der Strukturierung durch Ausgleichsenergieeinkäufe bzw. -verkäufe für diesen Gastag, würden im Bedarfsfall die Kostenbeiträge der einzelnen Bilanzgruppenverantwortlichen entsprechend aliquot reduziert werden. Die Gesamtkosten der Strukturierung ergeben sich dabei durch Multiplikation des spezifischen Kostenbeitrags mit der gegenläufigen Menge an physikalischer Ausgleichsenergie (auf Basis des Beispiels im Rahmen der Erläuterungen zum Abs. 1 wären dies 70 Einheiten).

Abs. 6: Zentraler Gegenstand der Evaluierung ist die Toleranzhöhe; im Rahmen einer ausreichend umfassenden Betrachtung sind jedoch Bedarfe bzw. Möglichkeiten zur Anpassung der Allokationsgrenzen im Sinne des NC BAL zu prüfen. Das detaillierte Evaluierungsvorgehen soll im Vorfeld mit der Regulierungsbehörde abgestimmt werden und eine Berücksichtigung der einschlägigen Bestimmungen des NC BAL ist zwingend erforderlich.

In Ergänzung zur Erläuterung der jeweiligen Festlegungen erfolgt nachfolgend eine exemplarische Veranschaulichung der Wirkungsweise des untertägigen Anreizsystems. Dabei werden schrittweise die jeweiligen Prozessschritte abgebildet.

Schritt 1: Prüfung ob an einem bestimmten Gastag gegenläufiger Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie erfolgte



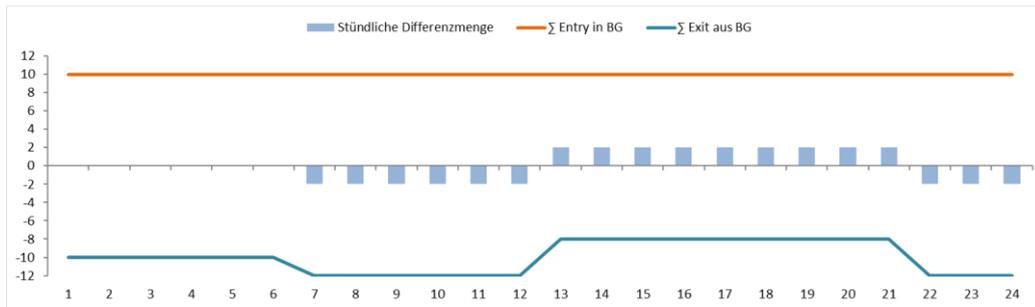
Im vorliegenden Beispiel liegt gegenläufiger Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie vor: aus 100 Einheiten Kauf von physikalischer Ausgleichsenergie und 70 Einheiten Verkauf von physikalischer Ausgleichsenergie lassen sich insgesamt 70 Einheiten der Strukturierung zuordnen.

Aus Systemsicht wäre somit die Voraussetzung für die Abrechnung des Kostenbeitrags erfüllt. Inwieweit tatsächlich eine Abrechnung erfolgt, ergibt sich jedoch erst durch die spezifische Situation einer individuellen Bilanzgruppe.

Schritt 2: Ermittlung von Toleranzmenge und stündlicher Differenzmenge einer individuellen Bilanzgruppe

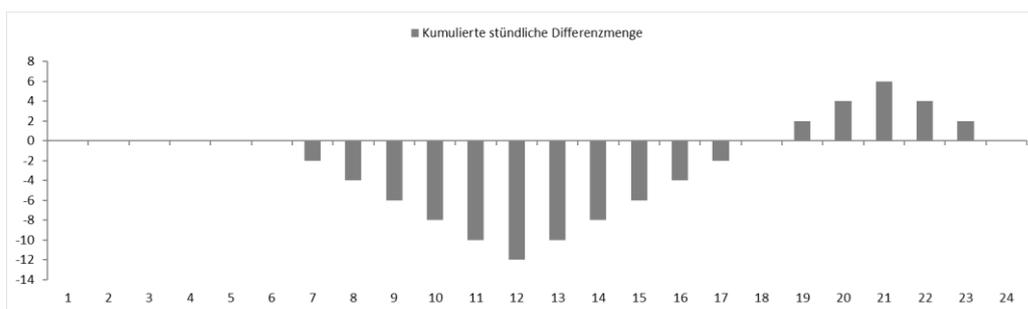
⁵Weiterführende Details sind dem o.g. Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells Gas zu entnehmen.

Stunde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Σ
Σ Entry in BG	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	240
Σ Exit aus BG	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-12	-12	-12	-240
da von an Endverbraucher	-3	-3	-1	-2	-3	-4	-4	-6	-4	-10	-10	-10	-3	-2	-3	-2	-3	-4	-5	-4	-4	-4	-3	-3	-100
Stündliche Differenzmenge: Σ Entry - Σ Exit	0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-2	-2	-2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	-2	-2	-2	
Toleranzmenge (festgelegte 4% der Tagesallokation von Endverbrauchern)	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	



Die Toleranzmenge der Bilanzgruppe ergibt sich aus der Multiplikation der Tagesallokation von Endverbrauchern mit der relativen Toleranzhöhe (im konkreten Fall vier Prozent von 100, also vier). Diese Toleranzmenge steht in jeder Stunde als Toleranz der Bilanzgruppe zur Verfügung. Die stündliche Differenzmenge ergibt sich aus dem Saldo der Ein- und Auspeiseallokationen der Bilanzgruppe für die jeweilige Stunde.

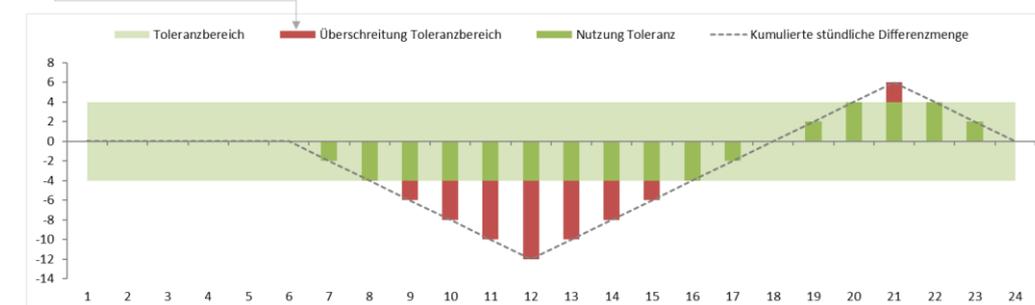
Schritt 3: Ermittlung der kumulierten stündlichen Differenzmenge einer individuellen Bilanzgruppe



Die in Schritt 2 ermittelten, stündlichen Differenzmengen werden nunmehr zu einer kumulierten stündlichen Differenzmenge zusammengefasst.

Schritt 4: Prüfung auf Überschreitung der Toleranzmenge durch kumulierte stündliche Differenzmenge

Stunde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Σ
Σ Entry in BG	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	240
Σ Exit aus BG	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-12	-12	-12	-240
da von an Endverbraucher	-3	-3	-1	-2	-3	-4	-4	-6	-4	-10	-10	-10	-3	-2	-3	-2	-3	-4	-5	-4	-4	-4	-3	-3	-100
Stündliche Differenzmenge: Σ Entry - Σ Exit	0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-2	-2	-2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	-2	-2	-2	
Toleranzmenge (festgelegte 4% der Tagesallokation von Endverbrauchern)	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	±4	
Kumulierte stündliche Differenzmenge	0	0	0	0	0	0	-2	-4	-6	-8	-10	-12	-10	-8	-6	-4	-2	0	2	4	6	4	2	0	
Überschreitung → Mengenbasis Kostenbeitrag	0	0	0	0	0	0	0	0	2	4	6	8	6	4	2	0	0	0	0	0	2	0	0	0	



Wenn man nunmehr kumulierte stündliche Differenzmenge mit der ermittelten Toleranzmenge (im konkreten Beispiel vier in jeder Stunde) vergleicht, ergeben sich ggf. Überschreitungen. Im aktuellen Beispiel sind diese Überschreitungen in Rot dargestellt (=Überschreitungsmenge) und stellen die

mengenmäßige Grundlage für den Kostenbeitrag des Bilanzgruppenverantwortlichen dieser individuellen Bilanzgruppe dar.

Schritt 5: Kommerzielle Bewertung der Überschreitungsmenge auf Basis der Kosten für physikalische Ausgleichsenergie (phys. AE)

Im gegenständlichen Beispiel ergibt sich insgesamt eine Überschreitungsmenge von 34 (=Summe der rot eingefärbten, stündlichen Überschreitungen). Unter der Annahme von

- mengengewichteten Durchschnittskosten für Kauf von phys. AE am Gastag in Höhe von 26 EUR/MWh
- mengengewichtetem Durchschnittserlös für Verkauf von phys. AE am Gastag in Höhe von 22 EUR/MWh

ergibt sich ein Spread von 4 EUR/MWh, welcher den spezifischen Kostenbeitrag darstellt. Die Multiplikation dieses Werts mit der Überschreitungsmenge ergibt den Kostenbeitrag dieses Bilanzgruppenverantwortlichen für den betrachteten Gastag; also in diesem Beispiel 136 Euro.

In jedem Fall wären die absoluten Kostenbeiträge sämtlicher Bilanzgruppenverantwortlicher für diesen Gastag auf die resultierenden Gesamtkosten der Strukturierung durch Ausgleichsenergieeinkäufe bzw. -verkäufe beschränkt. Im konkreten Fall wären dies 70 Einheiten (siehe Schritt 1), welche bewerten mit dem spezifischen Kostenbeitrag von 4 EUR/MWh in eine Deckelung von 280 Euro resultieren (siehe Erläuterung zu Abs. 5).

Zu § 24: Erstes und zweites Clearing für Bilanzgruppenverantwortliche und dessen kommerzielle Abwicklung

Abs. 1: Analog zur bisherigen Praxis des Bilanzgruppenkoordinators veröffentlicht die Bilanzierungsstelle einen Clearingkalender, aus dem sich die Termine und Fristenläufe für das erste und zweite Clearing eines jeweiligen Abrechnungsmonats (jener Monat auf den sich das Clearing bezieht) ergeben.

Abs. 2: Das erste Clearing basiert auf abrechnungsrelevanten Allokationsdaten (dies entspricht der endgültigen Mengenzuweisung im Sinne des NC BAL) die im Einklang mit dem Clearingkalender zeitnah nach Ablauf eines jeweiligen Abrechnungsmonats zur Verfügung stehen. Für einen jeweiligen Abrechnungsmonat erfolgt das Clearing tagesscharf.

Abs. 3: Das zweite Clearing dient ausschließlich der Aufrollung von Differenzen zwischen den Allokationen für Endverbraucher mit zugeordnetem Standardlastprofil im Rahmen des ersten Clearings und den Ergebnissen der zeitlich nachgelagerten Ablesung der Zähler. Ungeachtet der potentiellen Veränderung der Mengenbasis (sowohl im Sinne der Tagesunausgeglichenheit gemäß § 22 als auch einer allfälligen Überschreitungsmenge gemäß § 23), bleiben die anwendbaren Ausgleichsenergiepreise und die spezifischen Kostenbeiträge im Vergleich zum ersten Clearing unverändert. Bei einer veränderten Mengenbasis ist auch von einer veränderten Bilanzierungsumlage gemäß § 25 auszugehen.

Abs. 4: Im Rahmen des ersten Clearings wird auch das Clearingentgelt abgerechnet. Dieses ergibt sich gemäß § 89 GWG 2011 aus dem Grad der Inanspruchnahme der Leistungen des Bilanzgruppenkoordinators (im konkreten Fall der Bilanzierungsstelle, welche dessen Aufgaben wahrnimmt) durch die jeweilige Bilanzgruppe. Die Höhe des Entgelts wird gemäß § 89 GWG 2011 durch Verordnung bestimmt. Die mengenmäßige Grundlage für die Abrechnung des Entgelts gegenüber einem Bilanzgruppenverantwortlichen ist die (betragsmäßige) Summe sämtlicher Allokationskomponenten der Bilanzgruppe für einen jeweiligen Gastag (für eine Bilanzgruppe mit Einspeisung von zehn Einheiten und Ausspeisung von elf Einheiten entspricht die mengenmäßige Grundlage 21 Einheiten).

Abs. 5: Im bisherigen Bilanzierungsmodell auf Basis der GMMO-VO 2012 ergibt sich das Risikomanagement im Rahmen der ex-ante Bilanzierung im Wesentlichen über das Clearinghaus der Börse (Unausgeglichenheiten werden im Namen und auf Rechnung der Bilanzgruppenverantwortlichen an der Börse ausgeglichen) und ein gesondertes Risikomanagement durch den Bilanzgruppenverantwortlichen ist nicht erforderlich. Die ex-post Bilanzierung sieht hingegen ein explizites Risikomanagement vor, welches aktuell (bspw. im Gegensatz zur Bilanzierung im Strombereich) jedoch auf historisch beobachteten Daten basiert. Da im gegenständlichen, weiterentwickelten Bilanzierungsmodell die kommerzielle Abwicklung direkt zwischen Bilanzgruppenverantwortlichem und Bilanzierungsstelle erfolgt und sämtliche Marktteilnehmer von der integrierten Bilanzierung (von Versorgern bis Transiteuren) umfasst sind, steigen die Anforderungen an das Risikomanagement der Bilanzierungsstelle. Dies ergibt sich insbesondere aus der Tatsache, dass in einem integrierten System die Höhe von Verrechnungspositionen potenziell höher ist, als es aktuell in der ex-post-Bilanzierung der Fall ist, und somit das Kontrahentenrisiko der Bilanzierungsstelle steigt. Demzufolge soll das weiterentwickelte Bilanzierungsmodell über Mechanismen des Risikomanagements verfügen, welche gegebene Risiken angemessen reflektieren, ohne dabei

überschießend zu sein und ausreichend dynamisch sind, um zeitnah (täglich bzw. ggf. untertäglich) auf veränderte Situationen bzw. Risiken reagieren zu können. Überdies sollen die Mechanismen des Risikomanagements operative Synergien der Kooperation unterschiedlicher Systemoperatoren nutzen und aus der Marktteilnehmer-Perspektive möglichst einfach verständlich sein. Darüber hinaus sollen alternative Ansätze zur Erbringung von Sicherheiten (etwa die Zweckwidmung von Gas im Speicher zur Vermeidung von Sperren der Bilanzgruppenverantwortlichen) geprüft und miteinbezogen werden. Die Konkretisierung dieser Regelungen hat im Rahmen der Allgemeinen Bedingungen der Bilanzierungsstelle zu erfolgen; dabei sind Marktteilnehmer umfassend zu konsultieren.

Abs. 6: Wie bereits im Zusammenhang mit Abs. 5 explizit ausgeführt, hat die Bilanzierungsstelle das detaillierte Prozedere bzgl. zeitlicher Taktung, Verrechnung, Zahlungsabwicklung und Risikomanagement im Rahmen ihrer Allgemeinen Bedingungen festzulegen. Diese müssen von der Regulierungsbehörde genehmigt werden und im Rahmen der Erstellung sind die Marktteilnehmer umfassend zu konsultieren.

Zu § 25: Kosten- und Erlösneutralität der Bilanzierungsstelle

Abs. 1: Gemäß NC BAL dürfen der für die Bilanzierung verantwortlichen Stelle aus der Abwicklung der kommerziellen Bilanzierung sowie physikalischen Bilanzierung keine Gewinne oder Verluste entstehen. Dieses Prinzip wird durch die Bilanzierungsumlage operationalisiert, durch welche Unter- bzw. Überdeckung der Bilanzierungsstelle aus diesen Tätigkeiten kompensiert werden.

Abs. 2: Ein ausgeglichenes Ergebnis zwischen den zu erwartenden Aufwendungen und Erlösen aus der Ausgleichsenergie- und Umlageverrechnung ist anzustreben. Dabei kann die Bilanzierungsstelle ergänzend eine auf den angemessenen Rahmen beschränkten Liquiditätsreserve berücksichtigen.

Abs. 3: Im Zusammenhang mit der Prüfung der Notwendigkeit einer Umlage sei explizit darauf hingewiesen, dass das ausgeglichene Ergebnis gemäß Abs. 2 auch erfordern kann, dass durch die Umlage eine Ausschüttung von Überschüssen am Umlagekonto erfolgt.

Abs. 4: Die mengenmäßige Grundlage für Abrechnung der Bilanzierungsumlage ist analog zu jener für die Abrechnung des Clearingentgelts (siehe dazu Erläuterungen zu § 24 Abs. 4).

Zu § 26: Netzbilanzierung

Abs. 1: In Ergänzung zum Clearing von Differenzmengen in der Sphäre der Bilanzgruppenverantwortlichen erfolgt durch die Netzbilanzierung auch ein Clearing von Differenzmengen in der Sphäre der Netzbetreiber. Nachdem dies für Fernleitungsnetze eigenverantwortlich durch die Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt (siehe dazu Abs. 10), ist die gegenständliche Netzbilanzierung auf Verteilernetze beschränkt. Verteilernetzbetreiber haben die für die Netzbilanzierung erforderlichen Daten der Bilanzierungsstelle in erforderlicher Granularität und Taktung bereitzustellen; inhaltlich haben diese Daten den Regelungen der Anlage 2 Punkt III zu entsprechen. Verteilernetzbetreiber können mit dem MVGM vereinbaren, dass letzterer die Daten generiert und sie an die Bilanzierungsstelle übermittelt.

Abs. 2: Soweit möglich werden für die Netzbilanzierung unmittelbar jene Daten herangezogen, welche auch im Clearing für Bilanzgruppenverantwortliche gemäß § 24 zur Anwendung kommen. Ergänzend sind durch die Verteilernetzbetreiber einige Allokationskomponenten zu melden, welche für das Clearing gemäß § 24 nicht benötigt werden und folglich bei der Bilanzierungsstelle nicht bereits vorliegen. Während Z 2 (Auf-/Abbau von Operational Balancing Agreement) und Z 3 (Auf-/Abbau des Netzinhalts) jedenfalls zu melden sind, ergibt sich die konkrete Verpflichtung zur Meldung gemäß Z 1 (aggregierte Ausspeisung an Endverbraucher mit mengengewichtetem Ist-Brennwert) erst durch eine gesonderte Bestimmung zum Inkrafttreten gemäß § 47 Abs. 2. Demzufolge ist die aggregierte Ausspeisung an Endverbraucher mit mengengewichtetem Ist-Brennwert gemäß Z 1 erst ab 1. Jänner 2023 und ausschließlich unter der Bedingungen zu melden, dass zu diesem Zeitpunkt die Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 je Marktgebiet einem einheitlichen Verrechnungsbrennwert (was einer Fortführung des Status Quo) entsprechen würden. Sofern zu diesem Zeitpunkt die Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 anstelle eines einheitlichen Brennwertes je Marktgebiet einen nach Brennwertbezirken und Ist-Brennwerten differenzierten Verrechnungsbrennwert vorsieht, tritt die o.g. Bestimmung nicht in Kraft.

Abs. 3: Die Verordnung sieht grundsätzlich vor, dass im Rahmen der Netzbilanzierung zwei differenzierte Verrechnungskomponenten abgerechnet werden: die Brennwertdifferenz gemäß Z 1 sowie ein verbleibender Restsaldo gemäß Z 2. Analog zur Datenbereitstellung gemäß Abs. 2 Z 1 würde die Brennwertdifferenz gemäß Z 1 erst ab 1. Jänner 2023 und ausschließlich unter der Bedingung ermittelt werden, dass zu diesem Zeitpunkt die Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 je Marktgebiet einen einheitlichen Verrechnungsbrennwert vorsieht. Sollte die Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 anstelle eines einheitlichen Brennwertes je Marktgebiet einen nach Brennwertbezirken und Ist-Brennwerten differenzierten Verrechnungsbrennwert vorsehen, entfällt die sachliche Begründung und Notwendigkeit für die Ermittlung dieser Brennwertdifferenz. In diesem Fall würden sämtliche verbleibenden Differenzen

(insbesondere Messdifferenzen, Netzverluste, Abweichungen beim ungemessenen Eigenverbrauch) im Restsaldo gemäß Z 2 enthalten sein und entsprechend zur Abrechnung kommen. Siehe für Details Kapitel 5.7 des finalen Konzepts zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells Gas.⁶

Abs. 4: Besondere Bilanzgruppen dienen im Rahmen der Netzbilanzierung als Bilanzierungsobjekt; dh. alle Allokationskomponenten sind in diesen besonderen Bilanzgruppen zu erfassen. Die resultierenden Differenzmengen stellen die Verrechnungskomponenten gemäß Z 3 dar. Wenngleich Endverbraucher grundsätzlich einer besonderen Bilanzgruppe nicht zugeordnet werden dürfen, spezifiziert Abs. 4 auch eine Ausnahme: Ausschließlich in jenen Fällen, in denen es dem Netzbetreiber nicht möglich ist, Verbrauchsanlagen unverzüglich vom Netz zu trennen, obwohl durch die Beendigung des Versorgungsvertrages die Zuordnung des Zählpunktes zu einer Bilanzgruppe und daher eine wesentliche Voraussetzung für die Aufrechterhaltung der Netzdienstleistung wegfällt, darf dieser Zählpunkt vom Netzbetreiber vorübergehend (dh. bis zur erfolgreichen Trennung der Verbrauchsanlage vom Netz) der besonderen Bilanzgruppe zugeordnet werden. Die Regelung zur rückwirkend vorgenommenen Zuordnung des Zählpunktes zu einer Bilanzgruppe nach Bekanntgabe eines Belieferungswunsches eines Endkunden gemäß Punkt 3.2.1 des Anhangs zur Wechselverordnung 2014 bleibt davon unberührt. Nähere Regelungen, wie der Netzbetreiber Aufwendungen für diese im Rahmen der Inanspruchnahme der Netzdienstleistung ohne Zuordnung des Zählpunktes zu einer kommerziellen Bilanzgruppe bezogenen Energie weiterverrechnen kann, können in den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen abgebildet werden, um die rechtliche Durchsetzbarkeit dieser Ansprüche für den Netzbetreiber zu erleichtern. Jedenfalls hat der Netzbetreiber ehestmöglich dafür zu sorgen, dass die Inanspruchnahme der Netzdienstleistung ohne Zuordnung des Zählpunktes zu einer kommerziellen Bilanzgruppe beendet wird, und alle zweckmäßigen Maßnahmen zu ergreifen, um vom Entnehmer eine Abgeltung für die bezogenen Gasmengen zu erhalten.

Abs. 6: Die Verrechnungskomponenten werden auf täglicher Basis, jedoch im monatlichen Rhythmus gemäß Clearingkalender ermittelt. Demzufolge sind dabei analog zum Clearing für Bilanzgruppenverantwortliche die (letztgültigen) abrechnungsrelevanten Allokationen zu verwenden und es kommt die gleiche zeitliche Taktung zur Anwendung; dies umfasst auch eine Aufrollung aufgrund der Differenz zwischen den Allokationen für Endverbraucher mit zugeordnetem Standardlastprofil im Rahmen des ersten Clearings und den Ergebnissen der zeitlich nachgelagerten Ablesung der Zähler.

Abs. 7: Als anwendbarer Preis für die Netzbilanzierung wird der CEGHIX des jeweiligen Gastages herangezogen. Dies gilt sowohl für das initiale Clearing als auch eine allfällige Aufrollung und sämtliche Verrechnungskomponenten.

Abs. 10: Die Netzbilanzierung von Fernleitungs- bzw. Verteilernetzen ist geprägt durch sachliche Unterschiede. Demzufolge würde es keinen Mehrwert liefern, das Fernleitungsnetz bei der Bilanzierungsstelle zu bilanzieren. Fernleitungsnetzbetreiber zeichnen sich für ihre Netzbilanzierung selbst verantwortlich. In Bezug auf die Transparenz der Netzbilanzierung ist jedoch sicherzustellen, dass alle für die Netzbilanzierung im Verteilergebiet erforderlichen Informationen in erforderlicher Granularität und zeitlicher Taktung der Bilanzierungsstelle bereitgestellt werden.

Zu § 27: Einsatz von Netzpuffer

Diese Bestimmung regelt die, innerhalb der vertraglichen Vereinbarung kostenfreie, Nutzung und Abwicklung des Netzpuffers der Fernleitungen und des Netzpuffers im Verteilergebiet, wobei unter Netzpuffer insbesondere die Netzatmung bzw. das „Linepack“ zu verstehen ist.

Abs. 4: Der MVGM hat die Möglichkeit nicht nur den Netzpuffer des Verteilergebietes, sondern auch den Netzpuffer der Fernleitungen für die Strukturierungserfordernisse im Verteilergebiet zu nutzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet das gesamte vorhandene Volumen des Netzpuffers sowie die Ein- und Auspufferleistung, über die Bekanntgabe beim MVGM, für das Verteilergebiet nutzbar zu machen, sofern die Nutzung nicht für den technischen Betrieb der Fernleitungen erforderlich ist.

Abs. 5: Eine angemessene Dokumentation über Umfang und Umstände der Nutzung des Netzpuffers ist von den Fernleitungsnetzbetreibern sowie dem MVGM zu erstellen.

Zu § 28: Einsatz von physikalischer Ausgleichsenergie

§ 28 regelt die Abwicklung und Beschaffung der physikalischen Ausgleichsenergie durch den MVGM mittels marktbasierter Maßnahmen. Die hierfür einsetzbaren Bilanzierungsinstrumente sind nach Prioritätsstufen gegliedert. Diese umfassen standardisierte Produkte an der Erdgasbörse, Standardprodukte der Merit Order List („MOL“) sowie Flexibilitätsprodukte der Merit Order List („Flex-MOL“). Sollte eine

⁶<https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/190613+Konzept+Weiterentwicklung+Bilanzierungsmodell+%28C3%BCbearbeitet%2C+final%29+190613.pdf/581b8a3e-5279-f7d4-6cc6-1931b57d8690?t=1562249366745>

Stufe nicht die notwendigen Angebote zum Erhalt des störungsfreien Betriebs liefern, kann vom MVGM auf Produkte der nächsten Stufe zugegriffen werden.

Zu § 29: Regelungen zur Merit Order List

Diese Bestimmung regelt die Abwicklung der auf einer Online-Plattform der Bilanzierungsstelle abgegebenen Ausgleichsenergieangebote der Prioritätsstufen 2 und 3 („MOL“ und „Flex-MOL“) gemäß § 28 Abs. 2 und deren Abrufe durch den MVGM sowie das Vorgehen bei keinen oder unzureichenden Ausgleichsenergieangeboten.

Wesentlich in der Unterscheidung zwischen Standard- und Flexibilitätsprodukten der Merit Order List gemäß § 29 Abs. 2 Z 1 und 2 ist, dass im Zusammenhang mit Flexibilitätsprodukten auch Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 10.000 kWh/h an der Merit Order List teilnehmen können. Die entsprechenden Bestimmungen hierzu finden sich in § 30 Abs. 2. Dies bedeutet, dass neben Erdgashändlern auch Industrieunternehmen mit den entsprechenden Voraussetzungen am Ausgleichsenergiemarkt teilnehmen können.

Beispiel: Ist zB das Marktgebiet unterspeist und es wird Gas vom MVGM zum Ausgleich des Marktgebietes benötigt, so könnten in Prioritätsstufe 3 Industrieunternehmen, die bereit sind, ihre gasabhängige Produktion entsprechend zu drosseln, das dadurch frei gewordene Gas über ihren Bilanzgruppenverantwortlichen am Ausgleichsenergiemarkt anbieten.

Im Gegensatz zu Standardprodukten der Merit Order List kann bei Flexibilitätsprodukten das Recht des MVGM, Angebote in Schritten bis zum vollen Leistungsumfang abzurufen, vom Ausgleichsenergieanbieter ausgeschlossen werden. Dies hat den Sinn, dass, im Falle von Angeboten eines Industrieunternehmens, das Angebot für dieses Unternehmen nur dann wirtschaftlich Sinn macht, wenn es über einen gewissen Zeitraum hinweg durchgängig abgerufen wird (zB Dauer zum Nieder- und Hochfahren von Maschinen, Dauer zur Erreichung für die Produktion relevanter Temperaturen in Kesseln oder Hochöfen, etc.).

Zu beachten ist außerdem, dass eine Registrierung auf der Online-Plattform der Bilanzierungsstelle Voraussetzung ist, um als Ausgleichsenergieanbieter Angebote abgeben zu können. Es wird daher angeraten, dass interessierte, potentielle Ausgleichsenergieanbieter mit der Bilanzierungsstelle in Kontakt treten, um den Registrierungsprozess abzuwickeln und im Anlassfall zeitnah Ausgleichsenergieangebote legen zu können.

Zu § 30: Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen im Rahmen der Merit Order List

Diese Bestimmung legt die Voraussetzungen fest, um als Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt im Rahmen der Merit Order List teilnehmen zu können.

Abs. 2 und 3: Die Abs. 2 und 3 enthalten besondere Bestimmungen für die Teilnahme an der dritten Prioritätsstufe gemäß § 28 Abs. 2 Z 3 (Flexibilitätsprodukte der Merit Order List; „Flex-MOL“).

Zu § 31: Einkürzung von nicht marktbasieret beherrschbaren Unausgeglichenheiten

Insbesondere aufgrund des außerordentlich hohen Transitanteils im Marktgebiet Ost sah bereits die GMMO-VO 2012 einen Mechanismus zur Absicherung der österreichischen Endkunden gegenüber den Risiken außerordentlicher Transitsituationen dar, welche nicht effizient durch marktbasierete Maßnahmen beherrscht werden können. Ein derartiger Mechanismus ist auch in der gegenständlichen GMMO-VO 2020 vorgesehen. Die Einkürzung von Bilanzgruppen in diesem Kontext ist jedoch als „measure of last resort“ zu betrachten und erfolgt durch den MVGM im Kontext der Bilanzierung und sachlich unabhängig von allfälligen Unterbrechungen der Netzbetreiber auf Basis des Kapazitätsmodells. Einkürzungsbedarfe sollen anhand der Bilanzierungsposition auf Bilanzgruppenverantwortliche zugeordnet werden; dh. jene mit dem größten Ungleichgewicht (=Hauptverursacher) würden primär eingeschränkt werden. Das zugrundeliegende Ungleichgewicht ergibt sich dabei aus der vorläufigen Tagesunausgeglichenheit gemäß § 33 Abs. 2 sowie den Großabnehmerfahrplänen gemäß § 32 Abs. 3 Z 5. Demzufolge soll analog zur bisherigen Systematik im Rahmen der GMMO-VO 2012 und auf Basis der vorliegenden Informationen eine möglichst umfassende Tagesbetrachtung angestellt werden. Die schlussendliche Ausgestaltung im Einklang mit verordnungsmäßigen Grundsätzen soll in einem nachgelagerten Schritt auf Ebene der Allgemeinen Bedingungen des MVGM erfolgen.

Zu § 32: Informationsflüsse zwischen Marktteilnehmern

Abs. 1 und 2: Diese Bestimmung verpflichten Marktteilnehmer bestimmte Daten und Informationen an Dritte zu kommunizieren bzw. diese zu veröffentlichen. Dies hat gemäß den weiterführenden Vorgaben der Sonstigen Marktregeln zu erfolgen und umfasst auch die Rahmenbedingungen für die Erarbeitung

Technischer Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung auf www.eutilities.at.

In weiterer Folge wird nur auf jene Regelungen eingegangen, welche einen besonderen Erläuterungsbedarf erwarten lassen:

Zu Abs. 3 Z 5: Wenngleich für Zwecke der Bilanzierung nicht unmittelbar erforderlich, werden Großabnehmerfahrpläne vom MVGM für die Netzsteuerung benötigt. Demzufolge sollen Bilanzgruppenverantwortliche kundenspezifische Großabnehmerfahrpläne für Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung >50.000 kWh/h übermitteln. Diese werden für die Berechnungen von Bilanzgruppen-Unausgeglichenheiten im Rahmen der Ausgleichsenergieabrechnung nicht herangezogen. Damit diese dennoch eine möglichst belastbare Grundlage für die Netzsteuerung darstellen, wird in den Allgemeinen Bedingungen des MVGM eine vertragliche Verpflichtung für Bilanzgruppenverantwortliche zur möglichst stundengenauen Übermittlung von Großabnehmerfahrplänen erwartet.

Zu Abs. 5 Z 4: Diese Informationsbereitstellung bezieht sich auf § 26 Abs. 10 und ist im Detail zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern, den Verteilernetzbetreibern und dem MVGM zu vereinbaren. Die Datenbereitstellung der Fernleitungsnetzbetreiber soll dabei auf jene Daten beschränkt sein, welche nicht bereits beim MVGM bzw. den Verteilernetzbetreibern in erforderlicher Granularität und Taktung vorliegen.

Zu Abs. 5 Z 5: Gerade die Übergaben an den Netzkopplungspunkten zwischen Fernleitungs- und Verteilernetzen auf Basis von Ist-Brennwerten sind für die Online-Simulation und Interpretation von Brennwerten durch den MVGM von zentraler Bedeutung. Fernleitungsnetzbetreiber sollen dabei mit dem MVGM sowie den Verteilernetzbetreibern kooperieren und allenfalls jene Daten bereitstellen, welche nicht bereits in erforderlicher Granularität und Taktung bei den Verteilernetzbetreibern bzw. dem MVGM vorliegen.

Zu Abs. 5 Z 6: Nachdem aktuell keine Endverbraucher oder Erzeuger erneuerbarer Gase an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind, sind die diesbezüglichen Datenbereitstellungspflichten nicht detailliert ausgeführt. Als bald ein Endverbraucher oder Erzeuger erneuerbarer Gase an das Fernleitungsnetz angeschlossen wäre, müssten die Datenbereitstellungspflichten analog zu jenen der Verteilernetzbetreiber wahrgenommen werden.

Zu Abs. 6 Z 4: Die Bestimmungen sind analog zu Abs. 5 Z 5 für die Kooperation zwischen den Speicherunternehmen, den Verteilernetzbetreibern und dem MVGM gültig, um die Online-Simulation und Interpretation von Brennwerten durch den MVGM effizient zu operationalisieren.

Zu Abs. 7 Z 3: Die Bestimmungen sind analog zu Abs. 5 Z 5 für die Kooperation zwischen den Produzenten, den Verteilernetzbetreibern und dem MVGM gültig, um die Online-Simulation und Interpretation von Brennwerten durch den MVGM effizient zu operationalisieren. Zur Klarstellung sei erwähnt, dass die Erzeugung biogener/synthetische Gase aktuell noch nicht „systemrelevant“ ist und daher die in diesem Bereich nicht durch umfassende Transparenzverpflichtungen (welche für Produzenten von Erdgas weitgehend schon implementiert sind) belastet werden soll. Sofern diese Mengen steigen und einen systemrelevanten Umfang erreichen, wird diese Informationsbereitstellung zu ergänzen sein.

Zu Abs. 9 Z 3 und 4: Es handelt sich hierbei um vorläufige Allokationen für Endverbraucher mit Lastprofilzähler, welche stündlich bzw. online an die Bilanzierungsstelle und den MVGM übermittelt werden und eine wesentliche Grundlage für die Bereitstellung des untertägigen Bilanzgruppenstatus gemäß § 33 Abs. 2 darstellen. Diese Allokationen werden nicht für das Clearing gemäß § 24 herangezogen. Die Daten sind je Versorger bereitzustellen; die Aggregation für Bilanzgruppen erfolgt durch die Bilanzierungsstelle bzw. den MVGM (siehe dazu § 32 Abs. 11 Z 4).

Zu Abs. 9 Z 5 und 6: Es handelt sich hierbei um aktualisierte Allokationen für Endverbraucher mit Lastprofilzähler bzw. zugeordneten Standardlastprofil. Diese Allokationen sind die Grundlage für die Bereitstellung der aktualisierten Informationen zum Bilanzgruppenstatus gemäß § 33 Abs. 3. Dies entspricht der gemäß Art. 37 NC BAL erforderlichen Informationsbereitstellung am Folgetag eines jeweiligen Gastages. Diese Allokationen werden nicht für das Clearing gemäß § 24 herangezogen. Die Daten sind je Versorger bereitzustellen; die Aggregation für die Bilanzgruppen erfolgt durch die Bilanzierungsstelle bzw. den MVGM (siehe dazu § 32 Abs. 11 Z 4).

Zu Abs. 9 Z 7 und 8: Es handelt sich hierbei um abrechnungsrelevante Allokationen für Endverbraucher mit Lastprofilzähler bzw. zugeordneten Standardlastprofil, welche die Grundlage für das erste Clearing gemäß § 24 Abs. 2 sowie die Bereitstellung der abrechnungsrelevanten Informationen zum Bilanzgruppenstatus gemäß § 33 Abs. 4 darstellen.

Zu Abs. 9 Z 9: Es handelt sich hierbei um Allokationen für Endverbraucher mit zugeordneten Standardlastprofil, welche sich jedoch aus der tatsächlichen Ablesung ergeben. Sofern dabei eine mengenmäßige

Differenz zu den Allokationen gemäß Z 8 vorliegt, wird diese Differenz im Rahmen des zweiten Clearings gemäß § 24 Abs. 3 aufgerollt und fließen in die Datenbereitstellung gemäß § 33 Abs. 5 ein.

Zu Abs. 9 Z 12: Die Online-Simulation und Interpretation von Brennwerten durch den MVGM setzt voraus, dass dieser über eine ausreichend gute Datenbasis verfügt. Demzufolge sind sowohl Stammdaten (geometrische/hydraulische Leitungsdaten, etc.) sowie Bewegungsdaten (Druck- und Durchflusswerte, Schaltzustände, etc.) in erforderlicher Granularität und Taktung dem MVGM bereitzustellen. Die detaillierte Spezifikation dieser Datenbereitstellung ist im Rahmen der Allgemeinen Bedingungen des MVGM zu spezifizieren.

Zu Abs. 10 Z 5: Nachdem stündliche Informationen nur für Endverbraucher mit Lastprofilzähler und einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung größer 10.000 kWh/h bereitgestellt werden (siehe Abs. 9 Z 3), aber ungeachtet dessen ein möglichst umfassender untertägiger Bilanzgruppenstatus gemäß § 33 Abs. 2 bereitgestellt werden soll, wird diese Lücke an untertägigen Informationen auf Basis einer rechnerischen Ermittlung durch den MVGM geschlossen. Erste Konzepte dafür wurden im Rahmen des Stakeholderprozesses bereits diskutiert und werden im Rahmen zur Umsetzung weiter auszugestaltet sein.

Zu Abs. 10 Z 6: Nachdem an sämtlichen Kopplungspunkten zwischen Netzen Ist-Brennwerte zur Anwendung kommen sollen, kommt dem Online-Monitoring des Ist-Brennwerts auf Basis entsprechender Simulationen insbesondere für die Netzebene 1 hohe Bedeutung zu. Die Ist-Brennwerte sind im Rahmen der Netzbilanzierung relevant; zusätzlich sollte mit 1. Jänner 2023 die Abrechnung von Ausspeisungen an Endverbraucher in absehbarer Weise anhand eines nach Brennwertbezirken und Ist-Brennwerten differenzierten Verrechnungsbrennwerts erfolgen. Dies soll durch den MVGM in enger Koordination mit den Verteilernetzbetreibern erfolgen. Verteilernetzbetreiber müssen die Ergebnisse dieses Monitorings inkl. sämtlicher bereitgestellter Gaskomponenten in ihren jeweiligen Prozessen reflektieren. Nachdem bereits ein umfassender Online-Datenaustausch zwischen MVGM und Verteilernetzbetreibern etabliert ist, wird angesichts der Bedeutung dieser Aktivität diese zeitliche Taktung auch hierfür herangezogen.

Zu Abs. 11 Z 2: Die Ermittlung von Unausgeglichenheiten ist grundsätzliche Kernaufgabe der Bilanzierungsstelle. Demzufolge sollen auch die Informationen vom Bilanzgruppenstatus gemäß § 33 und § 34 von der Bilanzierungsstelle generiert und an den MVGM zur Veröffentlichung bereitgestellt werden. Bilanzierungsstelle und MVGM haben dabei umfassend zu kooperieren, insbesondere bei jenen Informationen, welche sich nicht unmittelbar aus bereitgestellten Allokationsdaten ergeben (zB Abs. 10 Z 5), und eine operativ effiziente und nutzerfreundliche Datenbereitstellung sicherzustellen.

Zu § 33: Informationen zum individuellen Bilanzgruppenstatus für Bilanzgruppenverantwortliche

Abs. 1: Wie bereits im Zusammenhang mit § 32 dargestellt, sollen Bilanzgruppenverantwortliche unterschiedliche Qualitäten von Informationen zum Bilanzgruppenstatus bereitgestellt werden: vorläufig, aktualisiert, abrechnungsrelevant für das erste Clearing sowie abrechnungsrelevant für das zweite Clearing. Diese unterschiedlichen Qualitäten sind im Rahmen der Informationsbereitstellung transparent und nachvollziehbar zu differenzieren. Die gegenständlichen Informationen zum individuellen Bilanzgruppenstatus sollen dabei in nutzerfreundlicher Form mit den Transparenzinformationen zum Marktgebietsstatus gemäß § 34 integriert werden (um Bilanzgruppenverantwortlichen beispielsweise eine unmittelbare Interpretation des individuellen Status vis-a-vis des Marktgebietsstatus zu ermöglichen).

Abs. 2: Die vorläufigen Informationen zum untertägigen Bilanzgruppenstatus sollen auf Basis der vorliegenden Daten eine bestmögliche Interpretation der individuellen Position einer Bilanzgruppe erlauben und diese in die Lage versetzen, ihre Tagesunausgeglichenheit gemäß § 22 und sowie stündliche Differenzmengen gemäß § 23 entsprechend zu steuern und zu reduzieren. Die konkrete Ausgestaltung dieser Informationsbereitstellung soll durch dem MVGM unter Einbeziehung der Marktteilnehmer erfolgen und in den Allgemeinen Bedingungen des MVGM reflektiert werden. Jedenfalls ist zu berücksichtigen, dass diese Informationsbereitstellung auf vorläufigen Daten beruht; demzufolge ist diese als unverbindlich zu betrachten und stellt kein Präjudiz für tatsächliche Tagesunausgeglichenheiten bzw. tatsächliche stündliche Differenzmengen einer Bilanzgruppe dar.

Zu § 34: Transparenzinformationen zum Marktgebietsstatus

Diese Information beziehen sich nicht auf individuelle Bilanzgruppen, sondern das gesamte Marktgebiet; sie sind dementsprechend öffentlich zugänglich bereitzustellen. Die Veröffentlichung durch den MVGM setzt voraus, dass diesem die Informationen zeitgerecht und entsprechender Granularität bereitgestellt werden. Der diesbezügliche Datenaustausch ist jeweils zwischen MVGM und den jeweiligen Unternehmen zu vereinbaren.

Zu § 35: Regelungen zu Formaten für den Datenaustausch und Nominierungen

Diese Bestimmungen regelt die für Nominierungen und sonstige Datenaustausche vorgesehenen Datenformate und Kommunikationswege. Weiterführende Spezifikationen ergeben sich aus den Sonstigen

Marktregeln, den Rahmenbedingungen für die Erarbeitung Technischer Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung auf www.ebutilities.at sowie den im Rahmen des EnergyLinks dokumentierten Wechselprozessen.

Zu § 36: Regelungen für standardisierte Lastprofile

Diese Bestimmung verpflichtet die Verteilernetzbetreiber zur Kooperation bei der Erstellung der SLP-Verbrauchsprognosen, auf Basis der von der Bilanzierungsstelle übermittelten standardisierten Lastprofile, durch den MVGM. Dieser stellt die Daten den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen zur Verfügung und führt innerhalb des Gastages eine dreimalige Aktualisierung durch. Diese Bestimmung schließt nicht aus, dass Bilanzgruppenverantwortliche eigene Prognosen erstellen und für ihre Fahrplananmeldungen heranziehen. Die Verbrauchsprognosen fließen nicht in das Clearing gemäß § 24 ein.

Zu § 37: Registrierung im Marktgebiet

Abs. 1 bis 5: Der MVGM soll als „one-stop-shop“ für neue Marktteilnehmer bzw. zukünftige Bilanzgruppenverantwortliche auftreten. Er ist die zentrale Anlaufstelle für Fragen zur Registrierung, Kapazitätsmanagement und Bilanzierung und generell auch die zentrale Informationsplattform. Hinsichtlich der Vertragsorganisation und den daraus resultierenden Fragestellungen mit anderen Institutionen (Betreiber des Virtuellen Handlungspunkts, Verteilergebietsmanager und Bilanzgruppenkoordinator) agiert er als bevollmächtigter Vertreter sowie als „first level support“. Ungeachtet dessen sind Detailfragen zwischen den jeweiligen Vertragspartnern direkt abzuwickeln.

Abs. 6: Siehe dazu die Erläuterungen zu § 24 Abs. 5.

Abs. 7: Dieser Nachweis ist nicht zwingend im Rahmen der Registrierung, jedoch jedenfalls vor Aufnahme der operativen Tätigkeit zu erbringen.

Zu § 38: Grundsätze für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

Abs. 1 und 2: Diese Bestimmung regelt, dass für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg eine Versorgung von Endverbrauchern aus dem vorgelagerten deutschen Marktgebiet einfach abgewickelt werden können muss. Die in Abs. 1 normierte übergreifende Bilanzierung bezieht sich auf die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg, zwischen denen eine übergreifende Bilanzierung zu gewährleisten ist.

Abs. 3: Sofern in den § 38 bis § 45 nicht explizit anders bestimmt, gelten die Bestimmungen § 1 bis § 37 auch für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg.

Zu § 39: Gesonderte Regelungen zu Netzzugang und Kapazitätsmanagement

Abs. 1: In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg sind keine Fernleitungsanlagen gemäß Anlage 2 GWG 2011 situiert, daher sind die auf die Fernleitungsnetzbetreiber bezogenen Regelungen nicht anzuwenden.

Abs. 2 und 3: Kapazitäten an den Ausspeisepunkten von den vorgelagerten Netzbetreibern ins Verteilernetz von Tirol und Vorarlberg bucht ausschließlich der Verteilergebietsmanager.

Zu § 40: Gesonderte Grundsätze des Bilanzierungssystems in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Abs. 1: Da in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg keine Fernleitungsanlagen gemäß Anlage 2 GWG 2011 situiert sind, ist die integrierte Marktgebietsbilanzierung gemäß § 18 Abs. 1 in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg auf die jeweiligen Verteilernetze im Marktgebiet beschränkt.

Abs. 2: Der Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt ist nach der Registrierung gemäß § 45 über die Zuordnung eines korrespondierenden Bilanzkreises oder Subbilanzkontos im vorgelagerten deutschen Marktgebiet gegeben.

Abs. 3: Der Bilanzgruppenverantwortliche ist dafür verantwortlich jene Gasmengen am Virtuellen Handlungspunkt im vorgelagerten deutschen Marktgebiet in den Bilanzkreis der Bilanzierungsstelle zu übertragen, die erforderlich sind, um eine möglichst umfassende Ausgeglichenheit der Bilanzgruppe gemäß § 41 sicherzustellen. Dabei sind die prognostizierte Abnahme der Endverbraucher in der Bilanzgruppe sowie allfällige Ausspeisungen an Grenzkopplungspunkten in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg zugrunde zu legen.

Abs. 4: Bilanzkreise müssen gemäß den im vorgelagerten deutschen Marktgebiet geltenden rechtlichen und organisatorischen Vorschriften gegründet und abgewickelt werden.

Abs. 5: Auf Basis der Kapazitätsbuchungen gemäß § 39 Abs. 2 wickelt ausschließlich der MVGM den physischen Transport, der nach Abs. 3 von den Bilanzgruppenverantwortlichen an die Bilanzierungsstelle übergebenen Gasmengen, vom vorgelagerten deutschen Marktgebiet in die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg ab.

Abs. 6: Der Transportabwicklung gemäß Abs. 5 legt der MVGM ergänzend eine Prognose des Summenverbrauchs in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg sowie die tatsächlichen Ausspeisungen an Grenzkopplungspunkten in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg zugrunde. Demzufolge umfasst die Transportabwicklung auch Gasmengen aus dem Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie zur Deckung allfälliger physikalischer Differenzen.

Abs. 7: Aufgrund der Abwicklungssystematik werden Bilanzgruppenverantwortliche in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg in die Lage versetzt ausschließlich den Virtuellen Handelspunkt des vorgelagerten deutschen Marktgebiets zu nutzen.

Zu § 41: Gesonderte Regelungen zur kommerziellen Bilanzierung

Abs. 1: Dies ist erforderlich um der gesonderten Abwicklungssystematik für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg Rechnung zu tragen (siehe dazu auch Erläuterungen zu § 40 Abs. 3 und 7).

Abs. 2: Durch die Regelung wird in Entsprechung mit Abs. 1 die Logik für die Ermittlung von Tagesunausgeglichenheiten auf die Erfordernisse für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg angepasst. Zu berücksichtigen ist, dass die kommerzielle Bilanzierung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg integriert erfolgt, dh. dass sämtliche Allokationskomponenten für beide Marktgebiete saldiert werden.

Abs. 3 und 4: Aufgrund der gesonderten Abwicklungssystematik für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg wird physikalische Ausgleichsenergie ausschließlich am Virtuellen Handelspunkt des vorgelagerten deutschen Marktgebiets beschafft. Demzufolge beziehen sich die zur Anwendung kommenden Grenzpreise sowie der mengengewichtete Durchschnittspreis (Preisindex) gleichermaßen auf das vorgelagerte deutsche Marktgebiet.

Abs. 5: Die Festlegung des Toleranzwerts für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg basiert auf einer umfassenden Analyse durch Austria Gas Grid Management AG, welche im Auftrag der Regulierungsbehörde und in Anlehnung an die Methodik für das Marktgebiet Ost durchgeführt wurde. Die Ergebnisse dieser Analyse sind auf der Webseite der Regulierungsbehörde öffentlich bereitgestellt.⁷ Analog zu Tagesunausgeglichenheiten wird auch das untertätige Anreizsystem für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg integriert angewendet.

Abs. 6: Die integrierte Behandlung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg gilt auch für die Umlagesystematik. Aufgrund der gesonderten Abwicklungssystematik ist für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg ergänzend die Berücksichtigung von Kosten und Erlösen im Zusammenhang mit Bereitstellung von Regelernergie über Bilanzkonten (siehe § 41 Abs. 1) umfasst.

Abs. 7: Siehe Erläuterungen zu Abs. 3 und 4.

Zu § 42: Gesonderte Regelungen für Netzkopplungsverträge

Diese Bestimmung regelt die, innerhalb der vertraglichen Vereinbarung kostenfreien Nutzung und Abwicklung der gegenseitigen Bereitstellung von Regelernergie der den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg vorgelagerten Netzbetreiber und des Netzpuffers im Verteilergebiet von Tirol und Vorarlberg, wobei unter Netzpuffer auch die Netzatmung bzw. das „Linepack“ zu verstehen ist.

Zu § 43: Gesonderte Regelungen zur physikalischen Bilanzierung

Diese Bestimmung regelt die Merit Order der physikalischen Bilanzierung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg und detailliert, mit welcher Zielsetzung und nach welchen Maßgaben der MVGM im Namen und auf Rechnung der Bilanzierungsstelle physikalische Ausgleichsenergie in Form von standardisierten Produkten gemäß § 28 Abs. 2 Z 1 im vorgelagerten deutschen Marktgebiet beschafft.

Zu § 44: Gesonderte Regelungen zu Informationsbereitstellung und Transparenz

Grundsätzliche gelten die Bestimmungen für das Marktgebiet Ost gemäß § 32 bis § 34 auch für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg. Aus der gesonderten Abwicklungssystematik resultierende, sachlich gerechtfertigte Unterschiede sind jedoch im Rahmen der Implementierung nachgelagerter Detaillierung im Zusammenwirken der jeweils involvierten Akteure zu berücksichtigen.

Zu § 45: Gesonderte Regelungen zur Registrierung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Im Marktgebiet Ost erfolgt die Organisation des Bilanzgruppensystems und die Zuordnung von eindeutigen Identifikationsnummern zu Bilanzgruppenverantwortlichen durch den MVGM. Dieser nimmt die gesetzlichen Aufgaben des Marktgebietsmanagers sowie des Verteilergebietsmanagers gesamthaft wahr und trägt damit gemeinsam mit der Bilanzierungsstelle zur Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetz gemäß § 41 Abs. 4 GWG 2011 und einer möglichst effizienteren Ausübung

⁷https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/weiterentwicklung-bilanzierungsmodell#p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_UzXcJMVu8tDZ_

der Marktprozesse gemäß § 6 GWG 2011 bei. Nach der gleichen Maßgabe und Schaffung weiterer Synergiepotentiale für Bilanzgruppenverantwortliche, die auch im Marktgebiet Ost tätig sind, erfolgt die Organisation des Bilanzgruppensystems und die Zuordnung von eindeutigen Identifikationsnummern zu Bilanzgruppenverantwortlichen auch für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg durch den MVGM. Um allfällige Umstellungsaufwände für Bilanzgruppenverantwortliche zu minimieren, sollen bestehende Identifikationsnummern jedenfalls ihre Gültigkeit behalten.

Zu § 46: Übergangsbestimmungen

Diese Bestimmung regelt die fortgesetzte Anwendung der kommerziellen Bilanzierungssystematik für Bezugszeiträume vor dem 1. Oktober 2021, dh. das erste und zweite Clearing für Zeiträume vor dem 1. Oktober 2021 erfolgen – ungeachtet dieser Verordnung – auf Basis der bisher etablierten Prozesse und Systeme.

Zu § 47: Inkrafttreten

Abs. 1: Diese Verordnung tritt, soweit Abs. 2 nichts anderes bestimmt, mit Beginn des Gastages am 1. Oktober 2021 um 06.00 Uhr in Kraft und gleichzeitig tritt die GMMO-VO 2012 außer Kraft.

Abs. 2: Diese Bestimmung adressiert den Umstand, dass aktuell eine Anpassung der Verrechnungsbrennwert-Systematik in Vorbereitung ist. Diese sieht im Wesentlichen die Anwendung der jeweiligen Ist-Brennwerte als Verrechnungsbrennwert vor. Dies ist eine zentrale Voraussetzung für die Integration erneuerbarer Gase in die Gasinfrastruktur. Konkret arbeitet der ÖVGW an einer entsprechenden Überarbeitung der Regeln der Technik, die voraussichtlich ab 1. Jänner 2023 Gültigkeit haben soll. Nachdem jedoch die Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 als Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 aktuell die Anwendung eines einheitlichen Brennwertes je Marktgebiet vorsieht, müssen für eine tatsächliche Anwendung der jeweiligen Ist-Brennwerte als Verrechnungsbrennwert ab 1. Jänner 2023 dies sowohl die Regeln der Technik als auch die Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 ab diesem Zeitpunkt entsprechend vorsehen. Sofern dies der Fall ist und ab 1. Jänner 2023 Ist-Brennwerte als Verrechnungsbrennwert zur Anwendung kommen, entfällt die Grundlage und Notwendigkeit für die differenzierte Verrechnung der Brennwertdifferenz im Rahmen der Netzbilanzierung (§ 26 Abs. 3 Z 1) und eine dafür erforderliche Datenbereitstellung seitens der Verteilernetzbetreiber (§ 26 Abs. 2 Z 1). Das Clearing der besonderen Bilanzgruppen bliebe in diesem Fall auf die Verrechnungskomponente gemäß § 26 Abs. 3 Z 2 beschränkt. Nachdem die GMMO-VO 2020 am 1. Oktober 2021 in Kraft tritt und Implementierungsarbeiten/-aufgaben für Netzbetreiber, die systemisch nicht erforderlich sind, vermieden werden sollen, würden die oben genannten Regelungen erst ab 1. Jänner 2023 und nur unter der Voraussetzung, dass laut Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 weiterhin ein einheitlicher Verrechnungsbrennwert je Marktgebiet zur Anwendung kommt (dh. entgegen der aktuellen Erwartung keine Anwendung von Ist-Brennwerten erfolgen würde), in Kraft treten. Nur sofern ab 1. Jänner 2023 tatsächlich Ist-Brennwerte als Verrechnungsbrennwert zur Anwendung kommen, bedarf es ergänzender Informationsbereitstellungen (§ 32 Abs. 9 Z 13) bzw. Veröffentlichungen (§ 34 Abs. 1 Z 9). Das Inkrafttreten dieser Regelungen ist demzufolge ebenfalls an die entsprechende Ausgestaltung der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 zu diesem Zeitpunkt geknüpft.

Zur Anlage 1: Netzzugang/Netzzutritt und Kapazitätserweiterung

Die Bestimmungen regeln die Mindestinhalte der Anträge auf Netzzugang, Netzzutritt und Kapazitätserweiterung. Die angeführten Inhalte der Verträge auf Netzzugang gelten für alle Netzbenutzer. Etwaige fehlende Daten müssen nacherhoben werden

Zur Anlage 2: Regeln der Technik

Diese Bestimmungen präzisieren die zur Anwendung kommenden Regeln der Technik und machen detaillierte Vorgaben zur Ermittlung von Energiemengen und den dafür anwendbaren Brennwerten. Darüber hinaus präzisieren die Bestimmungen die Thematik der zur Anwendung kommenden Ist-Brennwerte und die absehbare Umstellung der diesbezüglichen Systematik durch angepasste Regeln der Technik und eine entsprechende Abbildung in der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 (siehe dazu Erläuterungen zu § 47 Abs. 2). Sofern ab 1. Jänner 2023 Ist-Brennwerte als Verrechnungsbrennwerte zur Anwendung kommen, werden Vorgaben zu vorläufigen Brennwerten sowie zur transparenten Veröffentlichung der Ermittlungsmethode, der jeweiligen Brennwertbezirke und der anwendbaren Brennwerte formuliert.