

Entwurf

Verordnung des Vorstands der E-Control zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodell-Verordnung 2012)

Auf Grund des § 41 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011 iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz – E-ControlG, BGBl. I Nr. 110/2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 107/2011,, , wird verordnet:

1. Teil

Grundsätze

Anwendungsbereich

§ 1. (1) Die Regelungen in dieser Verordnung richten sich an Erdgasunternehmen und Netzbenutzer.

(2) **IN ARBEIT**

Begriffsbestimmungen

§ 2. (1) Im Sinne dieser Verordnung bezeichnet der Ausdruck

1. „Buchungspunkt“ Ein im Marktgebiet befindlicher und buchbarer Ein- oder Ausspeisepunkt.
2. „Day Ahead-Kapazität“ eine Kapazität, die am Tag vor dem Liefertag als Tageskapazität gebucht werden kann;
3. „Feste Kapazität“ Kapazität auf garantierter Basis, unterbrechbar nur im Falle von Force Majeure und geplanten Wartungsmaßnahmen.
4. „Frei zuordenbare Kapazität“ ermöglichen feste Transporte im gesamten Marktgebiet und bieten Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt.
5. „Gebündelte Kapazität“ eine Ausspeise- und damit korrespondierende Einspeisekapazität, die von einem Netzbenutzer zusammengefasst gebucht werden kann;
6. „Gebündelte Nominierung“ eine einheitliche Nominierungserklärung für einen gebündelten Buchungspunkt;
7. „Gebündelter Buchungspunkt“ eine Zusammenfassung eines buchbaren Ausspeisepunktes und eines buchbaren Einspeisepunktes zwischen einem inländischen und einem Ausländischen Marktgebiet, an denen Netzbenutzer gebündelte Kapazität buchen können;
8. „Rest of the Day-Kapazität“ eine Kapazität, die am Liefertag für den Rest des Liefertages gebucht werden kann;
9. „Within Day-Kapazität“ eine Kapazität, die am Liefertag für Teile des Liefertages gebucht werden kann;
10. „physikalische Ausgleichsenergie“ die vom Marktgebietsmanager bzw. Verteilergebietsmanager tatsächlich abgerufene Ausgleichsenergiemenge.
11. „Online-Plattform“ die Plattform gemäß § 39 GWG 2011
12. „SLP-Kunde“ Ein Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von unter 400.000 kWh, dem vom jeweiligen Verteilernetzbetreiber ein standardisiertes Lastprofil zugeordnet ist.

IN ARBEIT

(2) Im Übrigen gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 7 GWG 2011 und gemäß Art. 2 der Verordnung (EG) 715/2009.

2. Teil

Regelungen für das Marktgebiet Ost

1. Hauptstück

Netzzugang und Kapazitätsmanagement

1. Abschnitt

Netzzugang im Fernleitungsnetz

Kapazitätsangebot

§ 3. (1) Fernleitungsnetzbetreiber bieten feste Kapazität grundsätzlich als frei zuordenbare Kapazität an.

(2) Der Marktgebietsmanager hat in enger Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Verteilergebietsmanager für das Gesamtsystem wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zur Erhöhung der ausweisbaren festen frei zuordenbaren Kapazität gemäß § 35 Abs. 1 GWG 2011 in der nachstehenden Reihenfolge zu prüfen und erforderlichenfalls anzuwenden:

1. vertragliche Vereinbarungen mit Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern (Lastflusszusagen);
2. das Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten, die abweichend von Abs. 1 mit bestimmten Zuordnungsaufgaben verknüpft sind;

(3) Dienstleistungen nach Abs. 2 sind in diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren unter angemessenen Bedingungen über die Online-Plattform zu beschaffen. Ergibt die Prüfung, dass wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen nach Abs. 2 möglich und geeignet sind, das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen, sind sie vom Marktgebietsmanager in enger Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Verteilergebietsmanager in der in Abs. 2 genannten Reihenfolge zu ergreifen. Bei der Prüfung wirtschaftlich zumutbarer Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots frei zuordenbarer Kapazitäten haben der Marktgebietsmanager, die Fernleitungsnetzbetreiber und der Verteilergebietsmanager mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die Anwendung von Maßnahmen nach Abs. 2 möglichst gering zu halten. Die gemäß Abs. 1 bis 3 ermittelte Höhe der technischen Kapazitäten ist der Regulierungsbehörde von den Fernleitungsnetzbetreibern vor der Kapazitätszuweisung gemäß §§ 6 bis 8 anzuzeigen.

(4) Um das verfügbare Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten über das nach Abs. 3 der Regulierungsbehörde angezeigt Maß hinaus zu erhöhen, können die Fernleitungsnetzbetreiber Verfahren einführen, nach denen sie über die bereits ausgewiesene technische Kapazität hinaus feste frei zuordenbare kurzfristige Kapazitäten anbieten. Sie können insbesondere feste Kapazitätsrechte von den Netzbenutzern zurückkaufen, soweit dies zur Aufrechterhaltung eines technisch sicheren Netzbetriebs erforderlich ist. Die sichere Versorgung von Endverbrauchern mit Gas muss bei der Anwendung von Rückkaufverfahren gewährleistet bleiben.

(5) Zur Prüfung des bedarfsgerechten Ausbaus des Netzes gemäß § 35 Abs. 2 GWG 2011 hat der Marktgebietsmanager in Zusammenarbeit mit den Fernleitungsunternehmen ein standardisiertes und verbindliches Kapazitätserhebungsverfahren auf der Online-Plattform durchzuführen und mit den angrenzenden Netzbetreibern abzustimmen sowie die Ergebnisse zu veröffentlichen.

Kapazitätsprodukte

§ 4. (1) Die Netzkopplungspunkte an der Marktgebietsgrenze, an denen Fernleitungsnetze miteinander verbunden sind, werden pro Flussrichtung zu einem gebündelten Buchungspunkt zusammengefasst, sofern der benachbarte Netzbetreiber eine Bündelung für den jeweiligen Netzkopplungspunkt ermöglicht.

(2) An gebündelten Buchungspunkten bucht der Netzbenutzer gebündelte Kapazität auf fester oder unterbrechbarer Basis. Ausgenommen davon sind Verträge, die bis einschließlich 31. Dezember 2013 abgeschlossen wurden (Altverträge), es sei denn der Netzbenutzer, der Ausspeise- und damit korrespondierende Einspeisekapazitätsverträge hält, verlangt eine Umstellung seiner Verträge. Sofern auf der einen Buchungsseite noch ein Altvertrag besteht, darf auf der anderen Buchungsseite die nicht gebündelte Kapazität maximal bis zum Ende der Laufzeit dieses Altvertrags vermarktet werden.

(3) An gebündelten oder ungebündelten Buchungspunkten können die Fernleitungsnetzbetreiber gebündelte oder ungebündelte Kapazität auch mit Zuordnungsaufgaben anbieten.

§ 5. (1) Einspeisekapazitäten an Netzkopplungspunkten, die das Marktgebiet Ost mit ein und demselben ausländischen Marktgebiet verbinden, sind von den Fernleitungsnetzbetreibern zu Einspeisezonen zusammenzufassen, die es ermöglichen, eine Einspeisung von Gas auf der Basis einer Einspeisekapazitätsbuchung an einem einzigen Einspeisepunkt vorzunehmen, soweit dies technisch sinnvoll und wirtschaftlich zumutbar ist.

(2) Abs. 1 ist auf Ausspeisekapazitäten an Netzkopplungspunkten, die das Marktgebiet Ost mit ein und demselben ausländischen Marktgebiet verbinden, entsprechend anwendbar.

(3) Die Verpflichtung nach § 3 bleibt davon unberührt.

Kapazitätszuweisung

§ 6. (1) Fernleitungsnetzbetreiber haben feste Ein- und Ausspeisekapazitäten über die Online-Plattform in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren, erstmalig rechtzeitig vor dem 1. Jänner 2013, zu versteigern. Der Zuschlag bei der Kapazitätsversteigerung erfolgt nach dem Markträumungspreis. Werden Kapazitäten in der Versteigerung nicht entsprechend dem Umfang der Anfrage zugeteilt, gilt der Netzzugang in dem Umfang der nicht zugeteilten Kapazität als verweigert.

(2) Die Zuweisung von Day Ahead-Kapazität erfolgt durch Versteigerung täglich um 15.00 Uhr für den darauf folgenden Tag

(3) Untertägige Kapazitäten sowie unterbrechbare Kapazitäten werden von den Fernleitungsnetzbetreibern nach der zeitlichen Reihenfolge ihrer jeweiligen Buchung vergeben.

§ 7. (1) Fernleitungsnetzbetreiber bieten unterbrechbare Kapazität über die Online-Plattform an. Fernleitungsnetzbetreiber können unterbrechbare Kapazität differenziert nach Klassen, die die Unterbrechungswahrscheinlichkeit reflektieren, vergeben.

§ 8. Die §§ 4, 5, 6, 14 und 15 werden nicht angewendet auf Ausspeisekapazitäten zur Ausspeisung aus den Fernleitungsnetzen zu den Verteilernetzen im Marktgebiet, zu Speichereinrichtungen und Endverbrauchern sowie auf Einspeisekapazitäten zur Einspeisung aus Speicher- und Produktionsanlagen sowie aus Anlagen von Erzeugern biogener Gase in das Fernleitungsnetz. Diese Kapazitäten werden in der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen vergeben. Sie sind vom angeschlossenen Speicherunternehmen, Endverbraucher, Produzenten, Verteilergleichberechtigt oder vom Erzeuger biogener Gase gemäß §§ 22 und 23 zu buchen.

Vertragslaufzeiten

§ 9. (1) An Grenzen zu anderen Staaten sind 20 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Einspeisepunktes für Kapazitätsprodukte reserviert, die mit Vertragslaufzeiten von bis zu einem Jahr vergeben werden. 65 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Einspeisepunktes dürfen mit Vertragslaufzeiten von mehr als vier Jahren vergeben werden. An Grenzen zu anderen Staaten sind 20 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Ausspeisepunktes für Kapazitätsprodukte reserviert, die mit Vertragslaufzeiten von bis zu einschließlich einem Jahr vergeben werden. 65 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Ausspeisepunktes dürfen mit Vertragslaufzeiten von mehr als vier Jahren vergeben werden. Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Verordnung bestehende Kapazitätsverträge sind von der Anwendung dieses Abs. ausgenommen.

(2) Die Anteile gemäß Abs. 1 sind erforderlichenfalls im Einzelfall so abzuändern, dass sie mit den Regelungen und den daraus jeweils resultierenden technischen Jahreskapazitäten benachbarter Staaten übereinstimmen. Die Abweichung ist vorab der Regulierungsbehörde anzuzeigen und zu begründen.

(3) Bei Buchungspunkten, die nach gemäß § 5 zu Ein- bzw. Ausspeisezonen zusammengefasst werden, gelten Abs. 1 und 2 entsprechend für die Jahreskapazität der Ein- oder Ausspeisezone.

(4) Unterbrechbare Kapazitäten werden mit Vertragslaufzeiten bis zu maximal einem Jahr vergeben.

Online-Plattform für das Angebot von Kapazitäten

§ 10. Der Marktgleichberechtigt hat in Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern die Errichtung und den Betrieb der Online-Plattform zu organisieren, über die die Kapazitäten nach § 4 vergeben werden (Primärkapazitätsplattform).

§ 11. (1) Netzbenutzer dürfen Ein- und Ausspeisekapazitäten an Dritte weiterveräußern oder diesen zur Nutzung überlassen. Eine Weiterveräußerung oder Nutzungsüberlassung ist ausschließlich über die Online-Plattform (Sekundärkapazitätsplattform) zulässig. Die Entgelte für angebotene Ein- und Ausspeisekapazitäten dürfen die ursprünglich für die entsprechende Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlenden Entgelte nicht wesentlich überschreiten. Der Anbieter von Kapazität veröffentlicht den Preis, zu dem ein Kapazitätshandel über die Handelsplattform abgewickelt wurde, in anonymisierter Form auf der Online-Plattform. Die Anonymität des Handelsvorgangs gegenüber Anbietenden, Nachfragenden und Dritten ist zu gewährleisten.

(2) Die Online-Plattform hat neben dem Suchverfahren zumindest eines der in den Z. 1 bis 3 genannten Verfahren zur Abwicklung des Kapazitätshandels vorzusehen. Der Marktgleichberechtigt richtet die Verfahren nach Konsultation der Marktteilnehmer ein.

1. Auktionsverfahren: Auf ein Angebot werden Gebote abgegeben. Das höchste Gebot erhält den Zuschlag. Der Startpreis entspricht dem nach § 70 GWG 2011 festgelegten Entgelt.
2. Sofortkaufverfahren: Der erste Bieter auf ein Festpreisangebot erhält den Zuschlag für die angebotene Kapazität.
3. Chiffreverfahren: Auf eine anonyme Anzeige werden anonyme Gebote abgegeben, aus denen der Anbieter wählen kann.

4. Suchverfahren: Auf eine Kapazitätssuche werden Angebote abgegeben, aus denen der Suchende wählen kann.

§ 12. (1) Der Betreiber der Online-Plattform hat Netzbenutzern eine massengeschäftstaugliche und automatisierte Abwicklung des Erwerbs von Primär- und Sekundärkapazität zu ermöglichen.

(2) Auf der Online-Plattform (sowohl Primär- als auch Sekundärkapazitätsplattform) sind alle Angebote gleichartiger Kapazitäten und Nachfragen nach gleichartigen Kapazitäten für die Netzbenutzer transparent darzustellen.

§ 13. (1) Abweichend von §§ 10 und 11 gilt für gebündelte Kapazitäten an Grenzkopplungspunkten, dass solche Kapazitäten auf einer anderen Plattform vergeben werden können. Dies ist vorab der Regulierungsbehörde anzuzeigen.

(2) Die auf der Online-Plattform gemäß § 39 Abs 2 und 3 GWG 2011 zu veröffentlichende Information ist Netzbenutzern ohne Registrierung zur Verfügung zu stellen.

(3) Die Nutzung der Online-Plattform ist unentgeltlich.

Kurzfristiges Use-it-or-lose-it

§ 14. (1) Für die Nominierung und Renominierung ist derjenige Bilanzgruppenverantwortliche verantwortlich, der hierfür vom Netzbenutzer benannt wurde.

(2) Der Bilanzgruppenverantwortliche nominiert die zu transportierenden Gasmengen im Rahmen der Nutzung fester Kapazität an einem Buchungspunkt bis 14.00 Uhr des Tages vor dem Liefertag. Langt bis zu diesem Zeitpunkt keine Nominierung beim Fernleitungsnetzbetreiber ein, gilt Null als nominierter Wert. Im Fall der gebündelten Nominierung muss der nominierende Bilanzgruppenverantwortliche von dem anderen Bilanzgruppenverantwortlichen, in dessen Bilanzgruppe sich die Nominierung auswirkt, hierzu schriftlich gegenüber den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern ermächtigt worden sein.

(3) Der nominierende Bilanzgruppenverantwortliche kann seine ursprüngliche Nominierung mit mindestens zweistündiger Vorlaufzeit zur vollen Stunde durch eine Renominierung ersetzen. Eine Renominierung ist zulässig, wenn diese nicht 90 Prozent der vom Netzbenutzer insgesamt am Buchungspunkt gebuchten Kapazität überschreitet und nicht 10 Prozent der gebuchten Kapazität unterschreitet. Bei initialen Nominierungen von mindestens 80 Prozent der gebuchten Kapazität wird die Hälfte des nicht nominierten Bereiches für die Renominierung nach oben zugelassen. Bei ursprünglichen Nominierungen von höchstens 20 Prozent der gebuchten Kapazität wird die Hälfte des nominierten Bereiches für die Renominierung nach unten zugelassen. Die zulässige Renominierung wird kaufmännisch auf ganze Kilowattstunden pro Stunde gerundet.

(4) Die Nominierungen sind zuerst den festen und dann den unterbrechbaren Kapazitätsprodukten zuzuordnen.

(5) Überschreitet eine Renominierung von fester Kapazität den nach Abs. 3 zulässigen Bereich, ist diese nur in Summe der gebuchten Kapazitäten anzunehmen. Der den zulässigen Bereich überschreitende Teil der Renominierung ist wie eine Nominierung von unterbrechbarer Kapazität zu behandeln und zuerst zu unterbrechen.

(6) Unterschreitet eine Renominierung von fester Kapazität den nach Abs. 3 zulässigen Bereich, ist diese anzunehmen. Falls eine Unterbrechung in Gegenstromrichtung notwendig würde, ist die Renominierung auf den minimal zulässigen Renominierungswert anzuheben.

(7) Auf den Netzbenutzer, der weniger als 10 Prozent der ausgewiesenen technischen Jahreskapazität am Buchungspunkt fest gebucht hat, finden die Renominierungsbeschränkungen gemäß Abs. 3 bis 6 keine Anwendung.

(8) Bringen mehrere Netzbenutzer einen Buchungspunkt in die gleiche Bilanzgruppe ein, ist für die Anwendung der Renominierungsbeschränkung die Summe der Kapazitäten am Buchungspunkt in einer Bilanzgruppe zu Grunde zu legen.

(9) Die Nominierung muss für jede Flussrichtung einzeln abgegeben werden. Die Nominierung von gebündelter Kapazität erfolgt durch Abgabe einer gebündelten Nominierung.

(10) Day Ahead-Kapazitäten sind bis 20.00 Uhr zu nominieren. Eine Renominierung von Day Ahead-Kapazitäten nach 20.00 Uhr ist ausgeschlossen. Bei der Bestimmung des zulässigen Renominierungsbereiches gemäß Abs. 3 werden keine Day Ahead-Kapazitäten berücksichtigt.

(11) Die unverzügliche Einbringung von gebuchten Kapazitäten in Bilanzgruppen zur Abwicklung einer kurzfristigen Kapazitätsbuchung („Day-Ahead“) und Kapazitätsnutzung muss gewährleistet werden.

(12) Der Netzbenutzer, dessen Kapazitäten durch den Fernleitungsnetzbetreiber nach Abs. 3 angeboten wurden, bleibt zur Zahlung der Einspeise- oder Ausspeiseentgelte verpflichtet.

(13) Soweit an Netzkopplungspunkten mit angrenzenden Netzbetreibern benachbarter Staaten von diesen Netzbetreibern vergleichbare Regelungen angewendet werden, können die Fernleitungsnetzbetreiber an diesen Netzkopplungspunkten von der Beschränkung der Renominierungsrechte gemäß Abs. 3 bis 6 erforderlichenfalls abweichen, um eine mit dem benachbarten Staat kompatible Regelung zu ermöglichen. Insbesondere soll die grenzüberschreitende Zusammenfassung der Kapazitäten nicht erschwert werden. Die Abweichung ist vorab der Regulierungsbehörde anzuzeigen und zu begründen.

(14) Abs. 1 bis 13 gelten auch für vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung abgeschlossene Verträge.

Langfristiges Use-it-or-lose-it

§ 15. (1) Netzbenutzer sind bis zum Nominierungszeitpunkt verpflichtet, vollständig oder teilweise ungenutzte feste Kapazitäten unverzüglich als Sekundärkapazitäten auf der Online-Plattform anzubieten oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung zu stellen.

(2) Der Fernleitungsnetzbetreiber entzieht einem Netzbenutzer teilweise oder zur Gänze seine auf fester Basis gebuchten, jedoch systematisch ungenutzten Kapazität, sofern und soweit

1. andere Netzbenutzer an dem jeweiligen Netzkopplungspunkt feste Kapazität nachfragen und ein vertraglicher Engpass vorliegt; und entweder
2. der Netzbenutzer weniger als durchschnittlich 80 Prozent seiner gebuchten Kapazität, die eine Laufzeit von mindestens einem Jahr oder die auf Basis von aufeinanderfolgenden Quartalsprodukten einen Zeitraum von mindestens zwei Jahren aufweist; oder
3. der Netzbenutzer seine gebuchte feste Kapazität, die eine Laufzeit von mindestens einem Jahr aufweist oder die auf Basis von aufeinanderfolgenden Quartalsprodukten einen Zeitraum von mindestens zwei Jahren aufweist, während drei Monaten innerhalb des zurückliegenden Kalenderjahres dauerhaft nicht in Anspruch genommen hat. Einer dieser drei Monate muss der Monat Oktober, November, Dezember, Januar, Februar oder März gewesen sein.

(3) Von einer Entziehung nach Abs. 2 ist abzusehen, wenn der Netzbenutzer unverzüglich schriftlich nachweist, dass er

1. die Kapazitäten in Übereinstimmung mit Abs. 1 auf dem Sekundärmarkt zu einem Preis, der das ursprünglich für die entsprechende Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlende Entgelt nicht wesentlich überschreitet, angeboten oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung gestellt hat;
2. die Kapazitäten in vollem Umfang weiterhin benötigt, um bestehende vertragliche Verpflichtungen, insbesondere aus Gasbezugs- oder Gaslieferverträgen, zu erfüllen; oder
3. über verschiedene vertragliche Gasbeschaffungsalternativen verfügt, für die Kapazitäten an unterschiedlichen Einspeisepunkten gebucht sind, die von ihm alternativ genutzt werden, und dass er die nicht benötigten Kapazitäten für den Zeitraum der Nichtnutzung im Umfang der Nichtnutzung auf dem Sekundärmarkt oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung gestellt hat.

(4) Von dem Vorliegen eines Tatbestandes gemäß Abs. 2 sowie den Nachweisen gemäß Abs. 3 hat der Fernleitungsnetzbetreiber die Regulierungsbehörde umgehend zu verständigen.

(5) Die Rechte und Pflichten des Kapazitätsvertrages verbleiben solange und in dem Umfang beim Netzbenutzer, wie die Kapazität vom Fernleitungsnetzbetreiber nicht neu vergeben wird. Hinsichtlich Sicherheitsleistungen gelten die diesbezüglichen Regelungen in den Allgemeinen Bedingungen des Netzbetreibers.

(6) Fernleitungsnetzbetreiber haben Informationen nach Abs. 2 und 3 insbesondere zu den gebuchten und tatsächlich genutzten Kapazitäten je Netzbenutzer fünf Jahre aufzubewahren und auf Aufforderung der Regulierungsbehörde zur Verfügung zu stellen.

2. Abschnitt

Netzzugang im Verteilernetz

Netzzugangsantrag

§ 16. (1) Der Netzzugang im Verteilernetz richtet sich nach den Bestimmungen des §§ 27 bis 29 GWG 2011. Ein Netzzugangsantrag hat zumindest die in Anlage 1 angeführten Angaben zu enthalten.

(2) Ist in der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 ein entsprechender Tarif vorgesehen, können Netzzugangsanträge von Endverbrauchern mit einem vereinbarten Verbrauch von mehr als 100.000 kWh/h und deren Messwerte dem Verteilernetzbetreiber online zur Verfügung stehen, auf einen einschränkbaren Netzzugang gerichtet werden.

(3) Nach Annahme des Antrages auf Netzzugang durch den Verteilernetzbetreiber hat dieser den Netzzugangsvertrag unverzüglich dem Netzbenutzer zu übermitteln.

Netzzutrittsantrag

§ 17. (1) Der Netzzugangsberechtigte hat die erstmalige Herstellung oder die Änderung des Netzanschlusses beim Verteilernetzbetreiber zu beantragen. Der Verteilernetzbetreiber ist für die betriebsbereite Erstellung der Anschlussleitung vom Netzanschlusspunkt bis zum Einspeisepunkt oder Ende des Verteilernetzes verantwortlich. Die Anschlussleitung wird vom Verteilernetzbetreiber hergestellt, instand gehalten und stillgelegt. Der Verteilernetzbetreiber ist verpflichtet, auf vollständige Anträge auf Netzzutritt innerhalb angemessener, 14 Tage nicht überschreitender Frist mit einem konkreten Vorschlag betreffend die weitere Vorgangsweise – insbesondere betreffend eine Ansprechperson, die voraussichtliche Dauer der Herstellung des Netzanschlusses sowie eine Terminvereinbarung – zu reagieren. Kostenvoranschläge haben die Mindestanforderungen gemäß Anlage 1 zu erfüllen.

(2) Der Verteilernetzbetreiber schließt die Anlage des Netzzutrittswerbers am technisch geeigneten Verteilernetzanschlusspunkt unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen des Netzzutrittswerbers an sein Verteilernetz an.

(3) Anträge auf Netzzutritt haben die in Anlage 1 angeführten Mindestinhalte zu enthalten. Nach Annahme des Antrages auf Netzzutritt durch den Verteilernetzbetreiber hat der Verteilernetzbetreiber den Netzzutrittsvertrag unverzüglich dem Netzbenutzer zu übermitteln.

(4) Wird die Anschlussleitung innerhalb von zehn Jahren nach erstmaliger Inbetriebnahme von zusätzlichen Netzbenutzern in Anspruch genommen, so hat der Verteilernetzbetreiber das Netzzutrittsentgelt auf die betroffenen Netzbenutzer im Verhältnis der zum Aufteilungszeitpunkt vereinbarten maximalen Transportkapazitäten neu aufzuteilen. Den sich aus der Neuaufteilung ergebenden Überhang hat der Verteilernetzbetreiber jenen Netzbenutzern bzw. ihren Rechtsnachfolgern zu refundieren, welche die Aufwendungen der Errichtung getragen haben, es sei denn, der Verteilernetzbetreiber hat die Aufwendungen der Anschlussleitung im Hinblick auf weitere Anschlüsse nur anteilig verrechnet.

(5) Der Verteilernetzbetreiber kann eine Sicherheitsleistung gemäß den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen verlangen. Das Netzzutrittsentgelt entfällt insoweit, als der Netzbenutzer die Aufwendungen für den Netzanschluss selbst getragen hat.

(6) Der Verteilernetzbetreiber verrechnet dem Netzbenutzer die Kosten des zur Ermöglichung des Anschlusses bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbaus des Verteilernetzes, die nicht über Netzzutrittsentgelt und Netznutzungsentgelt abgegolten werden, im Ausmaß der vereinbarten Inanspruchnahme des Netzes. Ein solches Netzbereitstellungsentgelt ist den Netzbenutzern gemäß der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO) in Rechnung zu stellen.

Kapazitätserweiterung

§ 18. Anträge auf Kapazitätserweiterung gemäß § 33 Abs. 2 GWG 2011 haben dieselben Informationen wie der Netzzugangsantrag gemäß § 16 zu enthalten. Die Abwicklung von Anträgen auf Kapazitätserweiterung hat den Anforderungen gemäß Anlage 1 zu entsprechen.

Kapazitätsmanagement im Verteilerg Gebiet

§ 19. Der Verteilergbietsmanager vereinbart einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber die an den einzelnen Ausspeisepunkten der Fernleitungsnetze zu den Verteilernetzen im Marktgebiet maximal zu buchende feste Kapazität im Rahmen der Kapazitätsbedürfnisse, die sich aus der genehmigten Langfristigen Planung gemäß § 22 GWG 2011 ergeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die zuletzt gebuchte feste Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Die Anpassung der vorzuhaltenden festen Kapazitäten erfolgt im Zuge der Langfristigen Planung gemäß § 22 GWG 2011. Für das Jahr 2013 ergibt sich die Buchung aus § 170 Abs. 6 GWG 2011.

§ 20. Zur Verwirklichung eines engpassfreien Marktgebiets findet an der Schnittstelle zwischen Fernleitungsnetz und Verteilernetz im Marktgebiet keine Kapazitätsverwaltung und kein Engpassmanagement auf Bilanzgruppenebene statt.

§ 21. Für den Netzzugang an Ein- und Ausspeisepunkten an der Marktgebietsgrenze auf Verteilernetzebene („Kleiner Grenzverkehr“, jedoch mit Ausnahme von „Netzinseln“) gelten die Bestimmungen des Abschnitts 1 sinngemäß. Der Verteilergbietsmanager ist für das Angebot und die Zuweisung der Ein- und Ausspeisekapazitäten an der Marktgebietsgrenze auf Verteilernetzebene verantwortlich. Kapazitäten sind über die Online-Plattform zu vermarkten.

3. Abschnitt

Netzzugang für Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen

§ 22. (1) Speicherunternehmen vereinbaren einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage angeschlossen ist (oder angeschlossen werden soll), die für die Ein- und Ausspeicherung maximal vorzuhaltende feste Kapazität. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die zuletzt gebuchte feste Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine Reduktion der jährlichen Buchung

gegenüber der dauerhaft vorzuhaltenden Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, in dem der Netzbetreiber diese Kapazität an anderer Stelle vermarkten kann. Eine Erhöhung der jährlichen Buchung gegenüber der vorgehaltenen festen Kapazität ist im Wege des Netzzugangsanspruchs gemäß § 16 möglich.

(2) Die gemäß Abs. 1 zwischen Speicherunternehmen und Netzbetreiber vertraglich vereinbarte Leistung dient als Berechnungsgrundlage für das Netznutzungsentgelt gemäß § 73 Abs. 5 GWG 2011 bzw. § 74 Abs. 2 GWG 2011.

(3) Die Bestimmungen des 2. Abschnitts gelten für Speicherunternehmen, die an ein Verteilernetz angeschlossen sind, sowie für Speicherunternehmen, die an ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind.

(4) Verteilergleichsmanager und Speicherunternehmen im Verteilergleichsgebiet haben die für die operative Abwicklung notwendigen Rechte und Pflichten in Verträgen gemäß den Allgemeinen Bedingungen des Verteilergleichsmanagers zu vereinbaren.

§ 23. (1) Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen vereinbaren einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem Netzbetreiber an deren Netz deren Anlage angeschlossen ist (bzw. angeschlossen werden soll) die maximal für die Produktion vorzuhaltende feste Kapazität. Die Netzbetreiber sind, verpflichtet die zuletzt gebuchte feste Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine Reduktion der jährlichen Buchung gegenüber der dauerhaft vorzuhaltenden Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, in dem der Netzbetreiber diese Kapazität an anderer Stelle vermarkten kann. Eine Erhöhung der jährlichen Buchung gegenüber der vorgehaltenen festen Kapazität ist im Wege des Netzzugangsanspruchs gemäß § 16 möglich.

(2) Die gemäß Abs. 1 zwischen Produzenten und Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbetreiber vertraglich vereinbarte Leistung dient als Berechnungsgrundlage für das Netznutzungsentgelt gemäß § 73 Abs. 6 GWG 2011 bzw. § 74 Abs. 3 GWG 2011.

(3) Verteilergleichsmanager und Produzenten sowie Erzeuger von biogenen Gasen haben die für die operative Abwicklung notwendigen Rechte und Pflichten in Verträgen gemäß den Allgemeinen Bedingungen des Verteilergleichsmanagers zu vereinbaren.

2. Hauptstück

Bilanzierung und Ausgleichsenergieabwicklung

1. Abschnitt

Grundsätze des Bilanzierungssystems

§ 24. (1) Jeder im Marktgebiet Ost tätige Netzbenutzer muss einer Bilanzgruppe angehören, die beim Marktgleichsmanager registriert ist. Innerhalb der Bilanzgruppe werden die Ein- und Ausspeisemengen im Marktgebiet von einem oder mehreren Netzbenutzern zusammengeführt und die Abweichungen ausgeglichen. Für jede Bilanzgruppe ist ein Bilanzgruppenverantwortlicher gegenüber dem Marktgleichsmanager zu benennen. Die Bildung mehrerer Bilanzgruppen durch einen Bilanzgruppenverantwortlichen ist zulässig.

(2) Der Marktgleichsmanager führt in Kooperation mit dem Bilanzgruppenkoordinator die Bilanzierung für alle nominierten bzw. per Fahrplan angemeldeten Gasmengen durch. Der Bilanzausgleich für physische Abweichungen, der sich aus der tatsächlichen Endverbraucherabnahme und den dafür angemeldeten Endverbraucherfahrplänen ergibt, wird vom Bilanzgruppenkoordinator durchgeführt. Die beiden Bilanzausgleiche sind je Bilanzgruppe abzuwickeln und erfolgen in Energieeinheiten.

(3) Jede Bilanzgruppe und deren unmittelbare Mitglieder haben Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt des Marktgleichsgebietes.

(4) Bilanzgruppenverantwortliche haben bei den ihrer Bilanzgruppe zugeordneten Ein- und Ausspeisemengen durch geeignete Maßnahmen innerhalb der Bilanzierungsperiode für einen Ausgleich zu sorgen. Der Bilanzgruppenverantwortliche trägt gegenüber dem Marktgleichsmanager und dem Bilanzgruppenkoordinator die wirtschaftliche Verantwortung für die Abweichungen in seiner Bilanzgruppe bzw. seinen Bilanzgruppen.

(5) Die Bilanzierungsperiode ist der Gastag. Der Gastag beginnt um 6.00 Uhr und endet um 6.00 Uhr des folgenden Tages. Die Versorgung von Endverbrauchern mit Bilanzierungsperiode Gastag hat als Tagesband (24 gleiche Stundenwerte) zu erfolgen. Renominierungen haben ebenfalls bandförmig bis zum Ende des Gastages zu erfolgen.

(6) Für mittels Lastprofilzähler gemessene Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Leistung von mehr als 50.000 kWh/h ist abweichend von Abs. 5 die Bilanzierungsperiode eine Stunde.

(7) Die Bilanzgruppenverantwortlichen haben Fahrpläne und Nominierungen mit mindestens zwei Stunden Vorlaufzeit an den jeweiligen Vertragspartner im Marktgebiet zu übermitteln.

(8) Der Handel einschließlich der Übertragung von Gasmengen zwischen Bilanzgruppen ist nur am Virtuellen Handlungspunkt möglich. Ein Handel nach Ende der Bilanzierungsperiode ist nicht zulässig.

(9) Ausgleichsenergie muss primär über den Handel von standardisierten Produkten gemäß § 41 Abs. 1 an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt beschafft werden.

Regelungen zur Registrierung im Marktgebiet

§ 25. (1) Der Marktgebietsmanager organisiert das Bilanzgruppensystem und ordnet jedem Vertragspartner und jeder Bilanzgruppe eine eindeutige Identifikationsnummer zu, die von den Vertragsparteien bei jedem Datenaustausch und Schriftverkehr anzuführen ist.

(2) Der Marktgebietsmanager schließt einen Vertrag mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen auf Basis der genehmigten allgemeinen Bedingungen gemäß § 16 GWG 2011. Der Marktgebietsmanager schließt überdies einen Vertrag im Namen und auf Rechnung des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen auf Basis der genehmigten Allgemeinen Bedingungen gemäß § 31 Abs. 3 GWG 2011. Der Betreiber des virtuellen Handelspunktes hat den Marktgebietsmanager zum Vertragsabschluss in seinem Namen und auf seine Rechnung zu bevollmächtigen.

(3) Wenn in einer dem Bilanzgruppenverantwortlichen zugehörigen Bilanzgruppe auch Mengen im Verteilergebiet für Endverbraucher, Speicher, Produktion oder für den „Kleinen Grenzverkehr“ (§ 21) abgewickelt werden, ist dies dem Marktgebietsmanager bei der Registrierung oder bei bereits erfolgter Registrierung als Voraussetzung für die Aufnahme dieser Tätigkeit mitzuteilen.

(4) Der Marktgebietsmanager schließt mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen Verträge im Namen und auf Rechnung des Verteilergebietsmanagers auf Basis der genehmigten allgemeinen Bedingungen gemäß § 26 GWG 2011 und im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators auf Basis der genehmigten Allgemeinen Bedingungen gemäß § 88 GWG 2011. Der Bilanzgruppenkoordinator und der Verteilergebietsmanager haben den Marktgebietsmanager zum Vertragsabschluss in ihrem Namen und auf ihre Rechnung zu bevollmächtigen. Der Marktgebietsmanager hat die Vollmachtsgeber über Vertragsabschlüsse zu informieren. Der Marktgebietsmanager ist zum Vertragsabschluss mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen nach Abschluss der Prüfung gemäß Abs. 5 berechtigt.

(5) Der Marktgebietsmanager hat das Angebot zum Abschluss der Verträge binnen fünf Werktagen ab Einlangen des vollständigen Antrags dem Antragsteller zu übermitteln.

(6) Der Abschluss der Verträge gemäß Abs. 2 und 3 muss vom Marktgebietsmanager auf der Online-Plattform angeboten werden. Die dafür vorgesehenen Dokumente sind auf der Online-Plattform bereitzuhalten.

(7) Vor Vertragsabschluss zwischen dem Bilanzgruppenverantwortlichen und dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes hat der Bilanzgruppenverantwortliche alle Schritte abzuschließen, die für eine Abwicklung der Bilanzierungserfordernisse über die Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt notwendig und in den Allgemeinen Bedingungen des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes beschrieben sind.

(8) Der Bilanzgruppenkoordinator hat eine Bonitätsprüfung gemäß § 40 durchzuführen und diese auch laufend, mindestens einmal jährlich nach Vorliegen des Jahresabschlusses, zu aktualisieren. Der Bilanzgruppenkoordinator kann vom Bilanzgruppenverantwortlichen eine Sicherheitsleistung gemäß § 39 verlangen

(9) Der Bilanzgruppenverantwortliche hat vor Aufnahme der operativen Tätigkeit gegenüber seinen Vertragspartnern nachzuweisen, dass er jederzeit den Datenaustausch und die Fahrplan- und Nominierungsabwicklung auf Basis der in § 42 festgelegten Formate, Schnittstellen, Kommunikationswege, Sicherheitsstandards und Inhalte sicherstellen kann. Der Marktgebietsmanager koordiniert dazu einen Testlauf mit den jeweiligen Vertragspartnern im Marktgebiet.

(10) Der Marktgebietsmanager hat nach Vorliegen aller notwendigen Verträge, Unterlagen und den erfolgreich absolvierten Tests gemäß Abs. 9 der Regulierungsbehörde schriftlich mitzuteilen, dass die Voraussetzungen für die Aufnahme der Tätigkeit als Bilanzgruppenverantwortlicher erfüllt sind.

2. Abschnitt

Regelungen zum Aufbau des Bilanzgruppensystems

Bilanzgruppenmitgliedschaft

§ 26. (1) Eine Bilanzgruppe kann aus folgenden Bilanzgruppenmitgliedern bestehen:

1. Endverbraucher
2. Erdgasunternehmen
3. Produzenten

(2) Die Mitgliedschaft zur Bilanzgruppe wird entweder unmittelbar durch Abschluss eines Vertrages mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen (unmittelbare Mitgliedschaft) oder mittelbar durch Abschluss eines Vertrages mit einem Versorger, der wiederum Bilanzgruppenmitglied ist (mittelbare Mitgliedschaft), begründet. Das mittelbare Bilanzgruppenmitglied steht in keinem direkten Vertragsverhältnis zum Bilanzgruppenverantwortlichen.

(3) Sofern Bilanzgruppenmitglieder einen oder mehrere Zählpunkte haben, wird eine Mitgliedschaft zur Bilanzgruppe durch den Zählpunkt begründet. Ein Zählpunkt eines Bilanzgruppenmitglieds kann nur einer Bilanzgruppe zugeordnet sein. Die Zuordnung mehrerer Zählpunkte eines Bilanzgruppenmitglieds zur selben Bilanzgruppe bewirkt jedoch keine mehrfache Mitgliedschaft des Bilanzgruppenmitglieds in dieser Bilanzgruppe; das jeweilige Mitglied ist nur einmal Mitglied dieser Bilanzgruppe.

(4) Beabsichtigt ein Bilanzgruppenmitglied, mit dem Bilanzgruppenkoordinator Verträge über die Lieferung oder den Bezug von Ausgleichsenergie abzuschließen, dem Marktgebietsmanager oder dem Verteilergebietsmanager gegenüber Lastflusszusagen zu treffen oder Energiegeschäfte über eine Energiebörse oder Abwicklungsstelle einer Energiebörse im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenverantwortlichen abzuwickeln, hat das Bilanzgruppenmitglied den Bilanzgruppenverantwortlichen vom beabsichtigten Abschluss derartiger Verträge zu informieren. Bilanzgruppenmitglieder dürfen Angebote auf den Abschluss derartiger Verträge nur mit Zustimmung des Bilanzgruppenverantwortlichen stellen oder annehmen. Die Zustimmung darf nur verweigert werden, wenn begründete Bedenken dahingehend bestehen, dass der Vertragsabschluss die Erfüllung der Aufgaben und Pflichten des Bilanzgruppenverantwortlichen oder des unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieds gefährdet. Die Gründe hierfür sind schriftlich darzulegen.

(5) Die unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieder haben den Bilanzgruppenverantwortlichen bei der Erfüllung seiner Aufgaben und Pflichten zu unterstützen. Diese Unterstützungspflicht besteht insbesondere

1. in der Mitwirkung bei der Erstellung von Prognosewerten für die Entnahme und/oder die Einspeisung von Erdgas oder biogenem Gas, sowie in der Übermittlung der notwendigen Fahrpläne und Nominierungen;
2. nach Maßgabe des § 7 Datenschutzgesetz 2000 in der Übermittlung jener Daten, welche zur Wahrnehmung der jeweiligen, in § 91 GWG 2011 genannten Aufgaben und Pflichten eine wesentliche Voraussetzung darstellen, an den Bilanzgruppenverantwortlichen im hierfür erforderlichen Ausmaß;
3. in der Einhaltung der Gasspezifikation gemäß Anlage 2 Punkt 2 bei Einspeisung in das Marktgebiet; und
4. in der Lieferung der für die Erstellung der langfristigen Planung und die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Daten.

Regelungen für Bilanzgruppenverantwortliche

§ 27. (1) Wenn der Bilanzgruppenverantwortliche die Mitglieder einer Bilanzgruppe in Erfüllung seiner in § 91 GWG 2011 angeführten Aufgaben und Pflichten vertritt, handelt er als indirekter Stellvertreter. Eine direkte Stellvertretung liegt indes vor, wenn eine solche im Einzelfall vereinbart worden ist.

(2) Von Bilanzgruppenmitgliedern in die Bilanzgruppe gemäß § 29 eingebrachte Kapazitäten sind vom Bilanzgruppenverantwortlichen zu verwalten.

Auslagen und Entgelte der Bilanzgruppenverantwortlichen

§ 28. (1) Der Bilanzgruppenverantwortliche leistet den Strukturierungsbeitrag gemäß § 32 gegenüber dem Marktgebietsmanager sowie die Ausgleichsenergiekosten gemäß § 38 und das Clearingentgelt gemäß § 89 GWG 2011 für alle Bilanzgruppenmitglieder gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator und verrechnet diese den Bilanzgruppenmitgliedern weiter.

(2) Die Art der Weiterverrechnung dieser Entgelte und Gebühren, insbesondere der Verteilungsschlüssel, werden zwischen dem Bilanzgruppenverantwortlichen und dem unmittelbaren Bilanzgruppenmitglied vereinbart. Eine Schlechterstellung einzelner Mitglieder gegenüber anderen Mitgliedern der Bilanzgruppe ist unzulässig. Für zugewiesene Mitglieder gilt derselbe Verteilungsschlüssel, der mit den selbstausgewählten Mitgliedern vereinbart ist.

(3) Das Entgelt des Bilanzgruppenverantwortlichen für die Erbringung seiner Dienstleistungen ist zwischen dem Bilanzgruppenverantwortlichen und dem unmittelbaren Mitglied zu vereinbaren.

Zuordnung von Kapazitäten zu Bilanzgruppen

§ 29. (1) Voraussetzung für die Nominierung von Gasmengen an physischen Ein- oder Ausspeisepunkten ist die Zuordnung der an diesen Punkten gebuchten Kapazitäten zu Bilanzgruppen. Die Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten an den Marktgebietsgrenzen werden vom Netzbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber auf Grundlage des zwischen diesen abgeschlossenen Ein- bzw. Ausspeisevertrages unter Angabe der Identifikationsnummer der Bilanzgruppe zugeordnet.

(2) Für die Bilanzierung von Gasmengen am Virtuellen Handlungspunkt ist keine gesonderte Erklärung zur Zuordnung erforderlich.

Regelungen zu besonderen Bilanzgruppen für die Ermittlung der Netzverluste und des Eigenverbrauchs

§ 30. (1) Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber richten besondere Bilanzgruppen für die Ermittlung der Netzverluste und des Eigenverbrauches sowie der Messdifferenzen nach untenstehenden Vorgaben ein.

(2) Die Ausübung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen gemäß Abs. 1 bedarf keiner förmlichen Genehmigung. Mit der Einrichtung einer besonderen Bilanzgruppe besteht die Pflicht des Fernleitungsnetzbetreibers, einen privatrechtlichen Vertrag mit dem Marktgebietsmanager abzuschließen, sowie die Pflicht des Verteilernetzbetreibers, einen privatrechtlichen Vertrag mit dem Bilanzgruppenkoordinator abzuschließen, in dem die Rechte und Pflichten der Vertragsparteien geregelt werden.

(3) Jenen Netzbetreibern, die sowohl Fernleitungsnetzbetreiber als auch Verteilernetzbetreiber sind, steht es frei, ob sie getrennte Verlustbilanzgruppen für ihre Netze oder eine gemeinsame Verlustbilanzgruppe für beide Arten von Netzen einrichten.

(4) Von der besonderen Bilanzgruppe für Netzverluste, Eigenverbrauch, der Messdifferenzen und der Kosten der Regelenergie ist jedenfalls ein Fahrplan für Verluste und Eigenverbrauch zu erstellen.

(5) Es können mehrere Netzbetreiber eine gemeinsame Bilanzgruppe für Netzverluste und Eigenverbrauch bilden.

(6) Bilden mehrere Netzbetreiber eine gemeinsame Verlustbilanzgruppe, so hat diese Bilanzgruppe dem Marktgebietsmanager zu melden, welche Netzbetreiber an der Verlustbilanzgruppe beteiligt sind.

(7) Zählpunkte von Endverbrauchern dürfen einer besonderen Bilanzgruppe gemäß Abs. 1 nicht zugeordnet werden.

(8) Netzbetreiber haben einen Verantwortlichen für die Bilanzgruppe gemäß Abs. 1 zu benennen.

(9) Als Ausgangsbasis für die Erstellung des Verlustfahrplanes dienen die bekannten Gesamtnetzverluste und der Eigenverbrauch des jeweiligen Vorjahres. Diese stellen einen bestimmten Prozentanteil der Gesamtenergieabgabe aus dem betrachteten Netz dar und sind wie folgt zu ermitteln:

1. Vom Netzbetreiber sind aufgrund von Messungen exakte Werte für die Fahrplanerstellung heranzuziehen.
2. Sollte keine Messung vorhanden sein oder aus wirtschaftlichen Gründen nicht vertretbar sein, so sind Werte aus dem Vorjahr bzw. bestmöglich geschätzte Werte für die Fahrplanerstellung heranzuziehen.
3. Sollte der Netzbetreiber aufgrund von eigenen Berechnungen über genauere Werte verfügen, sind diese als Basis für die Fahrplanerstellung heranzuziehen.
4. Sollte der Netzbetreiber aufgrund von Arbeiten am Netz Netzteile drucklos machen müssen, sind diese Mengen für Entleerung und Befüllung exakt zu bestimmen und in der Fahrplanerstellung zu berücksichtigen.

(10) Die Netzverluste und der Eigenverbrauch sind durch Einkauf von einer kommerziellen Bilanzgruppe zu marktüblichen Preisen abzudecken.

(11) Dem Marktgebietsmanager oder dem Bilanzgruppenkoordinator ist entweder monatlich gemeinsam mit den übrigen Messwertaggregaten oder täglich ein Verlustfahrplan zu übermitteln.

(12) Haben sich mehrere Netzbetreiber zu einer Verlustbilanzgruppe zusammengeschlossen, so steht es dem Bilanzgruppenverantwortlichen dieser Verlustbilanzgruppe frei, nach Abstimmung mit dem Marktgebietsmanager entweder einen Gesamtfahrplan oder Einzelfahrpläne je Netzbetreiber an den Marktgebietsmanager zu übermitteln.

(13) Das Berechnungsmodell zur Ermittlung der Netzverluste und des Eigenverbrauches ist durch die Verlustbilanzgruppe jährlich auf seine Korrektheit zu überprüfen und erforderlichenfalls anzupassen.

Informationsflüsse zwischen Marktteilnehmern

§ 31. (1) Für die Informationsflüsse zwischen den Marktteilnehmern gilt Anlage 3 Tabelle 1.

(2) Alle Daten sind in den in § 42 spezifizierten Formaten zu übermitteln.

(3) Die Datenbereitstellung des Marktgebietsmanagers beinhaltet

1. die stündliche Veröffentlichung des Marktgebietssaldos auf seiner Online-Plattform;
2. die Versendung der Ausspeise- und Differenzmengen je Bilanzgruppe an den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen;
3. die Veröffentlichung aller relevanten Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten des Marktgebietes auf der Online-Plattform;
4. die Veröffentlichung der Ausgleichsenergiepreise für die Abrechnung von Abweichungen zwischen Endverbraucherfahrplänen und Messwerten, auf der Online-Plattform;
5. die Veröffentlichung der SLP-Prognosen gemäß § 34 über die Online-Plattform;
6. die Veröffentlichung der Speicherinformationsdaten gemäß Abs. 10 Z 2 über die Online-Plattform;
7. die Veröffentlichung über Höhe und Berechnungsmethode des Strukturierungsbeitrages über die Online-Plattform..

(4) Die Datenbereitstellung des Verteilergebiete-managers beinhaltet

1. die Versendung von Nominierungen bzw. Fahrplänen an Import- und Exportpunkten im Verteilergebiet an den Marktgebietsmanager;
 2. die Versendung der pro Bilanzgruppe aggregierten SLP-Prognosen an den Marktgebietsmanager und den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen;
 3. die Versendung von Fahrplänen über die Produktionsmengen sowie die Ein- und Ausspeichermengen je Bilanzgruppe an den Marktgebietsmanager;
 4. die Versendung von Endverbraucherfahrplänen, getrennt für Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Leistung von über 50.000 kWh/h, je Bilanzgruppe an den Marktgebietsmanager und den Bilanzgruppenkoordinator;
 5. die Versendung von Nominierungen für den jeweiligen virtuellen Übergabepunkt und die physikalischen Ausspeisepunkte der Fernleitungsnetze zum Verteilergebiet an den Fernleitungsnetzbetreiber.
- (5) Die Datenbereitstellung des Bilanzgruppenkoordinators beinhaltet
1. die Versendung der gemäß § 38 ermittelten Ausgleichsenergiepreise an den Marktgebietsmanager, zum Zwecke der Veröffentlichung auf dessen Online-Plattform;
 2. die Versendung der standardisierten Lastprofile an den Marktgebietsmanager zum Zwecke der Veröffentlichung;
- (6) Die Datenbereitstellung des Bilanzgruppenverantwortlichen je Bilanzgruppe beinhaltet
1. die Versendung der Nominierung für Ein- und Ausspeisemengen je Ein- und Ausspeisepunkt an den Fernleitungsnetzbetreiber bzw. für grenzüberschreitende Ein- und Ausspeisepunkte im Verteilergebiet an den Verteilergebietsmanager;
 2. die Versendung des Fahrplans oder der Nominierung für Ein- und Ausspeisemengen an das jeweilige Speicherunternehmen;
 3. die Versendung des Fahrplans für Einspeisemengen aus Produktionsanlagen an den jeweiligen Produzenten;
 4. die Versendung von Handelsnominierungen an den Betreiber des Virtuellen Handelspunktes;
 5. die Versendung von Endverbraucherfahrplänen, getrennt nach Endverbraucher gemäß § 24 Abs. 5 und 6, an den Verteilergebietsmanager;
- (7) Die Datenbereitstellung der Fernleitungsnetzbetreiber beinhaltet
1. die Versendung der allokierten Ein- und Ausspeisenominierungen pro Ein- und Ausspeisepunkt je Bilanzgruppe an den Marktgebietsmanager;
 2. die Versendung von stündlichen Informationen gemäß § 35 über den für das Marktgebiet nutzbaren Netzpuffer der Fernleitungen an den Marktgebietsmanager.
- (8) Die Datenbereitstellung der Verteilernetzbetreiber beinhaltet
1. die Versendung der Messdaten von Endverbrauchern an den Bilanzgruppenkoordinator, den Verteilergebietsmanager und den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen;
 2. die Information des Bilanzgruppenverantwortlichen über die den Endverbrauchern in seiner Bilanzgruppe zugeordneten standardisierten Lastprofile;
 3. die Erstellung und der Versand der SLP-Prognosen gemäß § 34 in Kooperation mit dem Verteilergebietsmanager und deren Übermittlung an den Marktgebietsmanager;
 4. Messdaten für Großkunden werden von den Verteilernetzbetreibern je Lieferant täglich zum Zwecke der Ermittlung und Bewertung von Offenen Positionen im Rahmen des Risikomanagements an den Bilanzgruppenkoordinator übermittelt.
- (9) Die Datenbereitstellung des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes beinhaltet
1. die Versendung der saldierten Handelsmengen am Virtuellen Handelspunkt je Bilanzgruppe an den Marktgebietsmanager.
- (10) Die Datenbereitstellung der Speicherunternehmen beinhaltet
1. die Versendung der allokierten Fahrpläne getrennt nach Ein- bzw. Ausspeichermengen je Bilanzgruppe, sowie als Summenwert pro Standort der Speicheranlagen, an den Verteilergebietsmanager bzw. den Fernleitungsnetzbetreiber;
 2. die Übermittlung der Informationen über die ein- und ausgespeisten Mengen und die verfügbare Kapazität, sowie über das Arbeitsgasvolumen, auf täglicher Basis, an den Verteilergebietsmanager.
- (11) Die Datenbereitstellung der Produzenten beinhaltet
1. die Versendung des allokierten Fahrplans über die Produktionsmengen je Bilanzgruppe, sowie der Summenwert pro Standort der Produktionsanlage, an den Verteilergebietsmanager bzw. den Fernleitungsnetzbetreiber.

3. Abschnitt

Regelungen zur Bilanzierung

Bilanzierung im Marktgebiet

§ 32. (1) Die Bilanzierung für alle Gasmengen im Marktgebiet, mit Ausnahme der Differenzen zwischen Endverbraucherfahrplänen und tatsächlichen Verbräuchen von Endverbrauchern, wird vom Bilanzgruppenkoordinator in Kooperation mit dem Marktgebietsmanager in einem System durchgeführt.

(2) Die Bilanzierung erfolgt je Bilanzgruppe auf Basis der allokierten Nominierungen an den in Anlage 4 aufgelisteten Entry- und Exit-Punkte des Marktgebietes, die dem Marktgebietsmanager und dem Bilanzgruppenkoordinator von den Fernleitungsnetzbetreibern sowie dem Verteilergebietsmanager auf Stundenbasis zur Verfügung gestellt werden, und den stündlichen saldierten Mengen aus dem Handel am Virtuellen Handlungspunkt und den angemeldeten Endverbraucherfahrplänen.

(3) Abweichungen zwischen nominierten und gemessenen Werten sind über Operational Balancing Agreements (OBA) zwischen Netzbetreibern auszugleichen. An Entry- und Exit-Punkten, an denen noch kein OBA zwischen den Netzbetreibern zustande gekommen ist, wird die Differenz zwischen Nominierung und Messung von den Netzbetreibern getragen. Für den Bilanzgruppenverantwortlichen gilt jedenfalls, dass bestätigte nominierte Mengen auch den allokierten Mengen entsprechen. An der Schnittstelle zwischen Fernleitungsnetz und Verteilergebiet sowie innerhalb des Verteilergebietes werden OBA zwischen den Netzbetreibern vereinbart.

(4) Der Marktgebietsmanager und der Bilanzgruppenkoordinator bilanzieren die nominierten Mengen der Bilanzgruppenverantwortlichen und informiert diese bei Auftreten von Tagesunausgeglichheiten. Sollte der betroffene Bilanzgruppenverantwortliche nicht binnen einer Stunde renominieren und die Tagesunausgeglichheit bereinigen, wird mittels eines Kaufs oder Verkaufs der entsprechenden Mengen an der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt der Ausgleich für die betroffene Bilanzgruppe hergestellt. Diese Börsetransaktionen am Virtuellen Handlungspunkt werden im Namen und auf Rechnung des jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen abgeschlossen.

(5) Der Ausgleich gemäß Abs. 4 wird nicht durchgeführt, wenn die Tagesunausgeglichheit des Bilanzgruppenverantwortlichen geringer als die börsenfähige Menge von 1 MWh/h ist. Kann der Ausgleich aufgrund der Vorlaufzeiten am Virtuellen Handlungspunkt nicht mehr rechtzeitig bis zum Tagesende durchgeführt werden, wird diese Tagesunausgeglichheit in der Bilanzierung des folgenden Gastages berücksichtigt.

(6) Als Anreiz für eine stündliche Ausgeglichenheit der nominierten Gasmengen innerhalb der Bilanzierungsperiode hat der Marktgebietsmanager von den Bilanzgruppen einen Strukturierungsbeitrag auf die stündlichen Unausgeglichheiten zwischen Ein- und Ausspeisung je Bilanzgruppe einzuheben. Die Bemessungsgrundlage dieses Strukturierungsbeitrages stellen die Kosten der untertägigen Strukturierung gemäß Abs. 7 dar. Der Marktgebietsmanager berechnet den Strukturierungsbeitrag jährlich neu auf der Basis der im Vorjahr zum Ausgleich von Stundenabweichungen abgerufenen Energie und der dafür angefallenen Kosten. Die Berechnung und der festgelegte Strukturierungsbeitrag sind der Regulierungsbehörde anzuzeigen und auf der Online-Plattform zu veröffentlichen. Per 1. Jänner 2013 wird dieser Strukturierungsbeitrag mit maximal 0,4 Cent/kWh festgelegt. Der Marktgebietsmanager hat der Regulierungsbehörde jährlich ein Bericht über das Ausmaß der Beschaffung von untertägigen Strukturierungsmaßnahmen zur Erfüllung der netztechnischen Anforderungen zu übermitteln.

(7) Der Bilanzgruppenkoordinator ermittelt in Kooperation mit dem Marktgebietsmanager auf stündlicher Basis den Marktgebietssaldo. Der Marktgebietsmanager beschafft zeitversetzt unter Ausnutzung des Netzpuffers gemäß § 35 bei Unausgeglichheiten die physikalische Ausgleichsenergie für die untertägige Strukturierung im Fernleitungsnetz an der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt in eigenem Namen und auf eigene Rechnung. Sind diese Maßnahmen nicht ausreichend, um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten, kann der Marktgebietsmanager in Kooperation mit dem Bilanzgruppenkoordinator eine Einkürzung jener Bilanzgruppen verlangen, die mit ihrem stündlichen Ungleichgewicht die Netzstabilität gefährden.

(8) Der Verteilergebietsmanager ermittelt auf stündlicher Basis den Verteilergebietssaldo und beschafft unter Ausnutzung des Netzpuffers gemäß § 35 bei Unausgeglichheiten die physikalische Ausgleichsenergie für die untertägige Strukturierung im Verteilergebiet an der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt oder von der Merit Order List im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators.

(9) Die Abrechnung der Strukturierungsbeiträge ist monatlich binnen fünf Werktagen nach dem jeweiligen Abrechnungsmonat durchzuführen.

Bilanzierung der Endverbraucher

§ 33. (1) Die Bilanzierung für alle Abweichungen zwischen Endkundenfahrplänen und Messwerten wird vom Bilanzgruppenkoordinator durchgeführt.

(2) Die Bilanzierung für Endverbrauchergruppen gemäß § 24 Abs. 6 erfolgt auf Basis der vom Bilanzgruppenverantwortlichen übermittelten Endverbraucherfahrplänen für Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Leistung von mehr als 50.000 kWh/h und den gemessenen Verbrauchswerten der Netzbetreiber bezogen auf Stundenwerte.

(3) Die Bilanzierung für Endverbrauchergruppen gemäß § 24 Abs. 5 erfolgt auf Basis der vom Bilanzgruppenverantwortlichen übermittelten Endverbraucherfahrplänen und den Lastprofilwerten bezogen auf Tageswerte.

(4) Die Abrechnung erfolgt anhand der in Abs. 2 und 3 ermittelten Mengen und den gemäß § 38 ermittelten Ausgleichsenergiepreisen. Diese ist monatlich binnen fünf Werktagen nach dem jeweiligen Abrechnungsmonat durchzuführen.

(5) Abweichungen von den Endverbraucherfahrplänen sind vom Verteilergebietsmanager vorrangig durch den Netzpuffer des Marktgebietes gemäß § 35 auszugleichen. Bei Bedarf können vom Verteilergebietsmanager auch Gasmengen gemäß Abs. 8 und 9 beschafft werden.

(6) Die Verbrauchsprognosen für Endverbraucher mit einem SLP werden vom Verteilergebietsmanager in Kooperation mit den Verteilernetzbetreibern auf Basis der vom Bilanzgruppenkoordinator veröffentlichten standardisierten Lastprofile täglich für den Folgetag erstellt und an den Marktgebietsmanager und die jeweiligen Bilanzgruppen übermittelt.

(7) Bilanzgruppenverantwortliche melden ihre Endverbraucherfahrpläne für SLP-Kunden gemäß den vom Marktgebietsmanager veröffentlichten SLP-Verbrauchsprognosen in Abs. 6 an und haben diese gemäß § 34 Abs. 2 zweimal täglich zu aktualisieren.

(8) Der Verteilergebietsmanager ermittelt auf stündlicher Basis den Verteilergebietssaldo und beschafft die für die störungsfreie Steuerung des Verteilergebiets erforderliche Menge an physikalischer Ausgleichsenergie an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators.

(9) Wenn an der Erdgasbörse des Virtuellen Handelspunktes keine entsprechenden Angebote verfügbar sind oder lokationsabhängige oder kurzfristige Produkte zum Erhalt des störungsfreien Betriebs im Verteilergebiet vom Verteilergebietsmanager benötigt werden, kann dieser auf die Merit Order List gemäß § 37 zugreifen und dortige Angebote abrufen.

(10) Die Korrektur der in der gemäß Abs. 2 und 3 bestimmten Ausgleichsenergiemenge je Bilanzgruppe wird anhand der tatsächlich gemessenen bzw. abgelesenen Jahresenergiemenge von Erzeugung und Verbrauch spätestens 14 Monate nach der erfolgten Abrechnung gemäß Abs. 4 durchgeführt.

(11) Bei Endverbrauchern die einen Lastprofilzähler haben und bei denen eine entsprechende Online-Messung installiert ist, sind diese online gemessenen Daten zeitnah, mindestens aber täglich, den jeweiligen Versorgern zur Verfügung zu stellen.

Regelungen für standardisierte Lastprofile

§ 34. (1) Der Verteilergebietsmanager erstellt in Kooperation mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber je Netzbereich, je Bilanzgruppe und je SLP-Typ, mittels geeigneter Temperaturprognosen, eine Verbrauchsprognose bis 12 Uhr für den Folgetag und übermittelt diese an den Marktgebietsmanager.

(2) Der Verteilergebietsmanager aktualisiert diese SLP-Verbrauchsprognosen gemäß Abs. 1 anhand aktueller Temperaturprognosen in Kooperation mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber innerhalb des Gastages zweimal täglich und übermittelt diese jeweils wieder an den Marktgebietsmanager.

Netzkopplungsverträge und Netzpuffer (Linepack)

§ 35. (1) Die gemäß § 67 GWG 2011 abzuschließenden Netzkopplungsverträge stellen den effizienten Einsatz des Netzpuffers als Regelenergie sicher.

(2) Der Marktgebietsmanager ermittelt anhand der von den Fernleitungsnetzbetreibern stündlich gemäß Abs. 7 zur Verfügung gestellten Daten den nutzbaren Netzpuffer der Fernleitungen.

(3) Der Marktgebietsmanager nutzt den Netzpuffer der Fernleitungen und in Abstimmung mit dem Verteilergebietsmanager den Netzpuffer des Verteilergebietes zur Überbrückung der Strukturierungserfordernisse bis zur physikalischen Erfüllung seiner Ausgleichsenergieabrufe.

(4) Der Verteilergebietsmanager hat die Möglichkeit, neben dem Netzpuffer im Verteilergebiet, den Netzpuffer der Fernleitungen für den Ausgleich kurzfristiger Druckschwankungen im Verteilergebiet, nach vorhergehender Abstimmung mit dem Marktgebietsmanager zu nutzen.

(5) Die Fernleitungsnetzbetreiber führen ein Konto über die Nutzung des Netzpuffers der Fernleitungen. Der Verteilergebietsmanager verpflichtet sich in Abstimmung mit dem Marktgebietsmanager zu einem zeitnah durchzuführenden Rücklieferprogramm im Wege der Nutzung des Netzpuffers im Verteilergebiet oder von Ausgleichsenergieabrufen am virtuellen Handelspunkt oder von der Merit Order List.

(6) Die Vorhaltung und der Einsatz von Regelenergie werden weder bilateral zwischen den Netzbetreibern noch vom Marktgebietsmanager oder Verteilergebietsmanager bzw. Bilanzgruppenkoordinator gesondert vergütet. Die Vorhaltung und der Einsatz von Regelenergiemengen aus Netzkopplungsverträgen werden entsprechend der Regelungen in den Netzkopplungsverträgen protokolliert und bei Überschreiten von Toleranzen in Form von Rücklieferprogrammen abgegolten. Regelenergie aus Netzkopplungsverträgen, welche für das Verteilernetz eingesetzt wird, wird vom Bilanzgruppenkoordinator auf dafür eingerichteten Konten geführt. Für den Fall, dass Rücklieferprogramme für Regelenergie aus Netzkopplungsverträgen über die Gasbörse aufgebracht werden, werden diese Kosten als Regelenergiekosten des Verteilernetzes klassifiziert.

(7) Alle Fernleitungsnetzbetreiber und der Verteilergebietsmanager informieren den Marktgebietsmanager stündlich und über Aufforderung über das Volumen des nutzbaren Netzpuffers und den Einsatz ihres Netzpuffers. Umgekehrt informiert der Marktgebietsmanager die Fernleitungsnetzbetreiber und den Verteilergebietsmanager stündlich über den verfügbaren Netzpuffer. Diese Information enthält zumindest die folgenden verbindlichen Angaben:

1. Maximale stündliche Ein- und Auspufferungsleistung;
2. nutzbares Arbeitsgasvolumen, das tägliche Arbeitsgasvolumen überschreitet (Wochenfahrplan);
3. das nutzbare tägliche Arbeitsgasvolumen.

(8) Die zur Umsetzung notwendigen Rechte und Pflichten sind zwischen den betroffenen Marktteilnehmern in bilateralen Verträgen zu vereinbaren.

4. Abschnitt

Regelungen zur Ausgleichsenergieabwicklung

Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen

§ 36. (1) Voraussetzungen für die Teilnahme am Handel an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt sind die Zugehörigkeit zu einer Bilanzgruppe im Marktgebiet, die Zustimmung des jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen und der Vertrag mit dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes sowie die Börsenzulassung gemäß den veröffentlichten Kriterien auf der Homepage des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes.

(2) An der Merit Order List kann ein Bilanzgruppenmitglied, das den Registrierungsprozess für Ausgleichsenergieanbieter gemäß Anlage 5 erfolgreich abgeschlossen hat, mit Zustimmung des Bilanzgruppenverantwortlichen gemäß § 26 Abs. 4 Ausgleichsenergie anbieten. Im Rahmen des Registrierungsprozesses muss das Bilanzgruppenmitglied nachweisen, dass es über geeignete Flexibilisierungsinstrumente wie z.B. einsetzbare Speichermengenbewegungen oder Gasmengen an Ein- oder Ausspeisepunkten des Marktgebietes verfügt, online gemessen wird und eine Datenübermittlung an den Verteilergebietsmanager erfolgt. Der Ausgleichsenergieanbieter hat dem Bilanzgruppenkoordinator mitzuteilen, an welchen Punkten er Ausgleichsenergie anbieten wird.

(3) Der Bilanzgruppenkoordinator übermittelt dem Verteilergebietsmanager nach jeder Änderung eine aktualisierte Liste der registrierten Ausgleichsenergieanbieter.

(4) Das Anbieten von Ausgleichsenergie ist frühestens zwei Werktagen nach der Einrichtung des Anbieters beim Bilanzgruppenkoordinator und der Einrichtung des Ausgleichsenergieangebotspunktes beim Verteilergebietsmanager möglich.

(5) Vom Anbieter ist sicherzustellen, dass bei einer konkreten Anforderung von Ausgleichsenergie durch den Verteilergebietsmanager die entsprechende Leistung in das Netz des Marktgebietes tatsächlich eingespeist oder aus diesem entnommen wird.

Regelungen zur Merit Order List

§ 37. (1) Die Anbieter von Ausgleichsenergie auf der Merit Order List haben technisch sicherzustellen, dass die von ihnen angebotene Energie mit der angegebenen Leistung und bei den im Anbot genannten Ein- und Ausspeisepunkt 30 Minuten nach Anforderung durch den Verteilergebietsmanager tatsächlich in das System des Marktgebietes eingespeist oder mit der angegebenen Leistung tatsächlich aus dem System entnommen wird.

(2) Der Verteilergebietsmanager hat dafür Sorge zu tragen, dass die von ihm abgerufene Ausgleichsenergie vom System übernommen oder abgegeben wird.

(3) Der Abruf erfolgt für eine volle Stunde und beginnt zur vollen Stunde, wobei die Vorlaufzeit von 30 Minuten für Abrufe von zeitabhängigen und lokationsabhängigen Angeboten der Ein- und Ausspeisepunkte im Verteilergebiet oder an online gemessenen Großabnehmern gilt.

(4) Angebote sind ausschließlich auf einer Online-Plattform gemäß den nachstehenden Bestimmungen für Bezug oder Lieferung zu legen, die der Bilanzgruppenkoordinator zur Verfügung stellt.

(5) Die Angebote sind vom Anbieter an den Bilanzgruppenkoordinator zu richten. Im Angebot müssen die vom Marktgebietsmanager vergebene Identifikationsnummer des Anbieters, die Stunde(n), für die das Angebot

gilt, und die Höhe der angebotenen Leistungsvorhaltung sowie der Energiepreis und der Ein- oder Ausseispunkt enthalten sein.

(6) Angebote sind bis spätestens 16.00 Uhr (Marktschluss) für den folgenden Gastag, vor Samstagen, Sonntagen und gesetzlichen Feiertagen bis einschließlich des nächsten Werktages zu legen. Ab dem Zeitpunkt des Marktschlusses sind die Angebote für die jeweiligen Anbieter verbindlich und können nicht mehr geändert oder zurückgezogen werden. Der Bilanzgruppenkoordinator hat im Falle von besonderen, begründeten Umständen wie zum Beispiel auf Grund technischer Probleme, Zusammentreffen von Wochenend- und Feiertagen oder zur Ergreifung von Maßnahmen wegen fehlender Angebote die Möglichkeit, nach Information der Marktteilnehmer den Zeitpunkt des Marktschlusses kurzfristig zu verschieben.

(7) Schätzt der Verteilergebietsmanager die vorliegenden Ausgleichsenergieangebote als unzureichend ein, so ist dies dem Bilanzgruppenkoordinator unter Angabe einer Begründung jederzeit mitzuteilen.

(8) Der Bilanzgruppenkoordinator öffnet in der Folge erneut den Markt, legt einen Marktschluss fest und informiert alle Ausgleichsenergieanbieter. Der Bilanzgruppenkoordinator lädt mit dieser Information die Ausgleichsenergieanbieter ein, zusätzliche Mengen zu den gemäß vorstehendem Abs. verbindlich gelegten Angeboten anzubieten.

(9) Der Bilanzgruppenkoordinator hat nach Aufforderung des Verteilergebietsmanagers, den Markt rund um die Uhr für die Abgabe von Angeboten offen zuhalten. In diesem Fall werden die Marktteilnehmer über die permanente Marktöffnung vom Bilanzgruppenkoordinator vorab informiert. Im Falle einer permanenten Marktöffnung werden die abgegebenen Angebote zu den vom Bilanzgruppenkoordinator bestimmten und veröffentlichten Zeitpunkten an den Verteilergebietsmanager übermittelt. Bis zu diesen Zeitpunkten abgegebene Angebote dürfen in der Folge nicht mehr geändert oder gelöscht werden.

(10) Die Angebote werden vom Bilanzgruppenkoordinator jeweils getrennt nach Aufbringung und Abnahme, entsprechend den angegebenen Energiepreisen gereiht („Merit Order List“). Bei preislich gleichen Angeboten geht das mengenmäßig größere vor. Bei preislich und mengenmäßig gleichen Angeboten entscheidet der Zeitpunkt des Einlangens.

(11) Jedes Angebot wird vom Bilanzgruppenkoordinator mit einer eindeutigen Angebotsnummer versehen.

(12) Je Anbieter können Angebote mit einer Mindestdauer von einer Stunde und einer Mindestgröße von einer MWh/h gelegt werden.

(13) Die Angebote haben zu Fixpreisen zu erfolgen.

(14) Der Verteilergebietsmanager hat das Recht, aus dem Angebot zumindest eine MWh/h und in Schritten von einem MWh/h bis zum vollen angebotenen Leistungsumfang abzurufen.

(15) Die erstellte Merit Order List wird vom Bilanzgruppenkoordinator an den Verteilergebietsmanager, unmittelbar nach Marktschluss bzw. im Falle permanenter Marktöffnung zu den vom Bilanzgruppenkoordinator bestimmten und veröffentlichten Zeitpunkten, übermittelt. Der Verteilergebietsmanager ruft in der Folge die erforderliche Aufbringung oder Abnahme der Ausgleichsenergie bei den Anbietern entsprechend der Merit Order List ab.

(16) Der Verteilergebietsmanager ist verpflichtet, die Abrufreihenfolge der Merit Order List einzuhalten. Ist dies aufgrund von Engpässen im Leitungsnetz oder technischen Störungen nicht möglich, ist der Verteilergebietsmanager berechtigt, nachstehende Maßnahmen zu ergreifen, sofern nicht mit den Mitteln der Systemsteuerung und des Ausgleichsenergiemanagements das Auslangen gefunden werden kann:

1. Aufhebung der Reihenfolge beim Abruf von Ausgleichsenergieangeboten aus der Merit Order List;
2. gleichzeitige Abrufe von Ausgleichsenergieliefer- und Ausgleichsenergiebezugsangeboten mit der Möglichkeit, diese an unterschiedlichen Orten in Anspruch zu nehmen;

(17) In den Fällen, in denen von der Abrufreihenfolge durch den Verteilergebietsmanager abgewichen wird, ist der Verteilergebietsmanager verpflichtet, dem Bilanzgruppenkoordinator, den übergangenen Ausgleichsenergieanbietern und der Regulierungsbehörde den Grund für die Nichteinhaltung der Abrufreihenfolge innerhalb von drei Arbeitstagen bekannt zu geben.

(18) Der Verteilergebietsmanager ruft die benötigte Ausgleichsenergie im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators ab. Mit dem Abruf kommt ein Vertrag zwischen dem Bilanzgruppenkoordinator und dem jeweiligen Anbieter zustande. Der Abruf erfolgt gemäß Abs. 2 30 Minuten vor der tatsächlichen Inanspruchnahme der Ausgleichsenergie. Falls der Abruf früher erfolgt, gilt dieser als unwiderrufen, wenn nicht bis spätestens 30 Minuten vor der tatsächlichen Inanspruchnahme der Ausgleichsenergie der Abruf durch den Verteilergebietsmanager per E-Mail storniert wird.

(19) Der Abruf der angebotenen Ausgleichsenergie erfolgt direkt beim Anbieter, per E-Mail an die in der Merit Order List angegebene E-Mailadresse. Ein technisch verantwortlicher und abschlussberechtigter Ansprechpartner des Anbieters muss sowohl dem Verteilergebietsmanager als auch dem

Bilanzgruppenverantwortlichen bekannt gegeben werden und muss für die Dauer des abgegebenen Angebots jederzeit über eine weitere genannte Nebenstelle telefonisch erreichbar sein.

(20) Die vom Verteilergbietsmanager angeforderte Ausgleichsenergie wird in der Bilanzgruppe Ausgleichsenergie und in der Bilanzgruppe, welche die Ausgleichsenergie liefert oder bezieht, bei der Ermittlung der Entgelte für Ausgleichsenergie gemäß § 87 Abs 4 GWG 2011 berücksichtigt.

Regelungen zur Preisgestaltung der Ausgleichsenergie

§ 38. (1) Für den Ausgleich von Abweichungen zwischen Endkundenfahrplänen und Messwerten werden vom Bilanzgruppenkoordinator für den jeweiligen Gastag gültige Ausgleichsenergiepreise marktbasierend ermittelt.

(2) Für die Abrechnung der Endverbraucher gemäß § 24 Abs. 6 wird ein mengengewichteter Durchschnittspreis pro Stunde ermittelt. Die Mengengewichtung erfolgt zu gleichen Teilen auf Basis aller Abrufe des Verteilergbietsmanagers von der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt und von der Merit Order List.

(3) Für die Abrechnung der Endverbraucheremengen gemäß § 24 Abs. 5, und für Einspeisemengen aus Biogasanlagen wird je nach Bezug- oder Lieferichtung ein gewichteter Ausgleichsenergiepreis je Gastag marktbasierend ermittelt. Die Tagesausgleichsenergiepreise berechnen sich nach den jeweiligen Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergbietsmanagers an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt und nach den Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergbietsmanagers von der Merit Order List. Es wird für die Abrufe am Virtuellen Handelspunkt jeweils der höchste Einkaufspreis und der niedrigste Verkaufspreis (Grenzpreise) herangezogen. Für die Abrufe des Verteilergbietsmanagers von der Merit Order List berechnet der Bilanzgruppenkoordinator einen mengengewichteten Tagesdurchschnittspreis

(4) Die Gewichtung gemäß Abs. 3 erfolgt zu 60 Prozent auf die Grenzpreise der Abrufe vom Verteilergbietsmanager am Virtuellen Handelspunkt und zu 40 Prozent auf den mengengewichteten Tagesdurchschnittspreis der Abrufe vom Verteilergbietsmanager auf der Merit Order List. Sollte jeweils nur eine Abrufausprägung zum Tragen kommen, wird diese mit 100 Prozent gewichtet.

(5) Der Ausgleichsenergiepreis ist in EUR/MWh anzugeben und auf drei Kommastellen kaufmännisch zu runden.

(6) An Tagen ohne Abrufe vom Verteilergbietsmanager gelten die Ausgleichsenergiepreise des vorhergehenden Tages für die Tagesbilanzierung und der Durchschnittspreis der letzten fünf getätigten Abrufe des Verteilergbietsmanagers in der jeweiligen Beschaffungsrichtung für die Stundenbilanzierung.

5. Abschnitt

Regelungen für Sicherheitsleistungen, Bonitätsprüfung

§ 39. (1) Die Netzbetreiber und Vertragspartner des Bilanzgruppenverantwortlichen können zur Deckung der finanziellen Folgen des Zahlungsverzuges und des Zahlungsausfalles in ihren jeweiligen Allgemeinen Geschäftsbedingungen angemessene Sicherheiten vorschreiben.

§ 40. (1) Der Bilanzgruppenkoordinator hat für neu zuzulassende Bilanzgruppenverantwortliche eine Evaluierung der gesamtwirtschaftlichen, gesellschaftsrechtlichen, finanziellen und personellen Lage des zuzulassenden Unternehmens durchzuführen. Er kann sich für die Durchführung dieser Bonitätsprüfung eines Dritten bedienen.

(2) Die Regelungen für die Bonitätsprüfung durch den Betreiber des Virtuellen Handelspunktes und durch das Clearinghaus der Erdgasbörse sind in den Allgemeinen Bedingungen des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes gemäß § 31 Abs. 3 GWG 2011 und in den Clearingbedingungen des Clearinghauses geregelt.

6. Abschnitt

Regelungen für den Virtuellen Handelspunkt

§ 41. Die für die Abwicklung des Ausgleichsenergiebedarfes von Marktgebietsmanager und Verteilergbietsmanager erforderlichen Produkte sind vom Betreiber des Virtuellen Handelspunktes zu entwickeln.

7. Abschnitt

Regelungen zu Formaten für den Datenaustausch, Fahrpläne und Nominierungen

§ 42. (1) Für die Abbildung und Übermittlung von Daten, Fahrplänen und Nominierungen sind die nachfolgend beschriebenen Formate zu verwenden, wobei mindestens eines dieser Formate vom Bilanzgruppenverantwortlichen zu unterstützen ist:

1. Edig@s, gemäß den Spezifikationen in Anlage 6 Kapitel 1
2. KISS-A, gemäß den Spezifikationen in Anlage 6 Kapitel 2
3. MSCONS, gemäß den Spezifikationen in Anlage 6 Kapitel 3

(2) Zusätzlich zu den in Abs. 1 genannten Formaten ist nach Absprache der Vertragspartner auch ein Informationsaustausch über eine webbasierte Plattform möglich.

(3) Alle Fahrpläne und Nominierungen sind grundsätzlich im Stundenraster auszutauschen.

(4) Als kleinste Einheit für Fahrpläne und Nominierungen zwischen den Marktteilnehmern im Marktgebiet wird eine kWh festgelegt. Da jeglicher Informationsaustausch in der Einheit „MWh“ oder „kWh“ angegeben werden muss, darf ein Fahrplan oder eine Nominierung maximal drei Nachkommastellen enthalten. Beträge sind kaufmännisch zu runden.

(5) Stimmen korrespondierende Fahrpläne oder Nominierungen nicht überein, gilt die Anmeldung der beziehenden Bilanzgruppe (Senkenregel).

3. Teil

Regelungen für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

Grundsätze

§ 43. (1) Für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg gelten einheitliche Festlegungen zu Netzzugang, Bilanzierung und Ausgleichsenergieabwicklung.

(2) Die Regelungen sind so zu treffen, dass eine einfache Abwicklung mit dem angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet zum Zweck einer Teil- und Vollversorgung von Kunden in Tirol und Vorarlberg sowie einer übergreifenden Bilanzierung gewährleistet ist.

(3) Zur operativen Umsetzung der Bestimmungen dieses Teils hat der Verteilergebietsmanager einen Vertrag zur Kooperation mit dem Marktgebietsverantwortlichen des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes abzuschließen.

(4) Soweit in diesem Teil nicht anders bestimmt, gelten die Bestimmungen des 1. und 2. Teils dieser Verordnung.

1. Hauptstück

Kapazitätsmanagement

Kapazitätsmanagement im Verteilergebiet

§ 44. Der Verteilergebietsmanager vereinbart für einen Zeitraum von [X] Kalenderjahren mit dem jeweiligen Netzbetreiber des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes die an den einzelnen Ausspeisepunkten der den Marktgebieten angrenzenden vorgelagerten Netze zu den Verteilernetzen in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg maximal zu buchende feste Kapazität im Rahmen der Kapazitätsbedürfnisse, die sich aus der Kapazitätsbedarfserhebung gemäß § 46 ergeben.

§ 45. Zur Verwirklichung engpassfreier Marktgebiete finden an der Schnittstelle zwischen den Marktgebieten angrenzenden vorgelagerten Netzen und den Verteilernetzen in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg keine Kapazitätsverwaltung und kein Engpassmanagement auf Bilanzgruppenebene statt.

§ 46. Der Verteilergebietsmanager erhebt für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg jährlich den Bedarf an Einspeisekapazitäten aus dem angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet je Einspeisepunkt, für einen Zeitraum von fünf Jahren, mittels eines diskriminierungsfreien, transparenten Verfahrens. Die Ergebnisse dieser Kapazitätsbedarfserhebung dienen als Grundlage für die Vereinbarung und Anpassung der Kapazitätsbuchungen gemäß § 44.

2. Hauptstück

Bilanzierung und Ausgleichsenergieabwicklung

1. Abschnitt

Grundsätze des Bilanzierungssystems

§ 47. (1) Jeder in den Marktgebieten Tirol oder Vorarlberg tätige Netzbenutzer muss einer Bilanzgruppe angehören, die beim Bilanzgruppenkoordinator registriert ist. Innerhalb der Bilanzgruppe werden die Ein- und Ausspeisemengen in den Marktgebieten von einem oder mehreren Netzbenutzern zusammengeführt und die Abweichungen ausgeglichen. Für jede Bilanzgruppe ist ein Bilanzgruppenverantwortlicher gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator zu benennen. Die Bildung mehrerer Bilanzgruppen durch einen Bilanzgruppenverantwortlichen ist zulässig.

(2) Für jede Bilanzgruppe in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg ist ein korrespondierender Bilanzkreis im angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet einzurichten.

(3) Bilanzgruppenverantwortliche einer bestehenden Bilanzgruppe in Tirol oder Vorarlberg registrieren sich als Bilanzkreisverantwortliche im angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet und etablieren einen Bilanzkreis für einen Zugang zum Virtuellen Handelspunkt.

(4) Bilanzkreisverantwortliche eines bestehenden Bilanzkreises im angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet registrieren sich als Bilanzgruppenverantwortliche in Tirol oder Vorarlberg und etablieren eine Bilanzgruppe für die Versorgung von Endverbrauchern in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg.

(5) Der Bilanzgruppenkoordinator führt die Bilanzierung für alle nominierten bzw. per Fahrplan angemeldeten Gasmengen sowie für physische Abweichungen, die sich aus der tatsächlichen Endverbraucherabnahme und den dafür angemeldeten Endverbraucherfahrplänen ergeben, durch. Der Bilanzausgleich ist je Bilanzgruppe abzuwickeln und erfolgt in Energieeinheiten.

(6) Jeder Bilanzgruppe und deren unmittelbaren Mitgliedern ist der Zugang zum Virtuellen Handelspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes zu gewährleisten.

(7) Bilanzgruppenverantwortliche haben bei den ihrer Bilanzgruppe zugeordneten Ein- und Ausspeisemengen durch geeignete Maßnahmen innerhalb der Bilanzierungsperiode für einen Ausgleich zu sorgen. Der Bilanzgruppenverantwortliche trägt gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator die wirtschaftliche Verantwortung für die Abweichungen in seiner Bilanzgruppe bzw. seinen Bilanzgruppen.

(8) Die Bilanzierungsperiode ist der Gastag. Der Gastag beginnt um 6.00 Uhr und endet um 6.00 Uhr des folgenden Tages. Die Versorgung von Endverbrauchern hat als Tagesband (24 gleiche Stundenwerte) zu erfolgen. Renominierungen haben ebenfalls bandförmig bis zum Ende des Gastages zu erfolgen.

(9) Die Bilanzgruppenverantwortlichen haben Fahrpläne und Nominierungen mit mindestens zwei Stunden Vorlaufzeit an den jeweiligen Vertragspartner im jeweiligen Marktgebiet zu übermitteln.

(10) Der Handel einschließlich der Übertragung von Gasmengen zwischen Bilanzgruppen ist nur am Virtuellen Handelspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes möglich. Ein Handel nach Ende der Bilanzierungsperiode ist nicht zulässig.

(11) Ausgleichsenergie muss primär über den Handel von standardisierten Produkten an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes beschafft werden.

Regelungen zur Registrierung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

§ 48. (1) Der Bilanzgruppenkoordinator organisiert das Bilanzgruppensystem und ordnet jedem Vertragspartner und jeder Bilanzgruppe eine eindeutige Identifikationsnummer zu, die von den Vertragsparteien bei jedem Datenaustausch und Schriftverkehr anzuführen ist.

(2) Der Bilanzgruppenkoordinator schließt einen Vertrag mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen auf Basis der genehmigten allgemeinen Bedingungen gemäß § 88 GWG 2011. Der Bilanzgruppenkoordinator schließt mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen ebenso einen Vertrag im Namen und auf Rechnung des Verteilergebietsmanagers auf Basis der genehmigten allgemeinen Bedingungen gemäß § 26 GWG 2011. Der Verteilergebietsmanager hat dem Bilanzgruppenkoordinator zum Vertragsabschluss in seinem Namen und auf seine Rechnung zu bevollmächtigen. Der Bilanzgruppenkoordinator hat den Vollmachtsgeber über Vertragsabschlüsse zu informieren. Der Bilanzgruppenkoordinator ist zum Vertragsabschluss mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen nach Abschluss der Prüfung gemäß Abs. 5 berechtigt.

(3) Der Bilanzgruppenkoordinator hat das Angebot zum Abschluss der Verträge binnen fünf Werktagen ab Einlangen des vollständigen Antrags dem Antragsteller zu übermitteln.

(4) Der Bilanzgruppenkoordinator hat eine Bonitätsprüfung gemäß § 40 durchzuführen und diese auch laufend, mindestens einmal jährlich nach Vorliegen des Jahresabschlusses, zu aktualisieren. Der Bilanzgruppenkoordinator kann vom Bilanzgruppenverantwortlichen eine Sicherheitsleistung gemäß § 39 verlangen.

(5) Der Bilanzgruppenverantwortliche hat vor Aufnahme der operativen Tätigkeit gegenüber seinen Vertragspartnern nachzuweisen, dass er jederzeit den Datenaustausch und die Fahrplan- und Nominierungsabwicklung auf Basis der in § 42 festgelegten Formate, Schnittstellen, Kommunikationswege, Sicherheitsstandards und Inhalte sicherstellen kann. Der Bilanzgruppenkoordinator koordiniert dazu einen Testlauf mit den jeweiligen Vertragspartnern.

(6) Der Bilanzgruppenkoordinator hat nach Vorliegen aller notwendigen Verträge, Unterlagen und den erfolgreich absolvierten Tests gemäß Abs. 5 der Regulierungsbehörde schriftlich mitzuteilen, dass die Voraussetzungen für die Aufnahme der Tätigkeit als Bilanzgruppenverantwortlicher erfüllt sind.

(7) Für die Registrierung und Gründung von Bilanzkreisen im den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet gelten die dortigen rechtlichen Rahmenbedingungen und Vorschriften.

2. Abschnitt

Regelungen zum Aufbau des Bilanzgruppensystems

Bilanzgruppenmitgliedschaft

§ 49. (1) Eine Bilanzgruppe kann aus folgenden Bilanzgruppenmitgliedern bestehen:

1. Endverbraucher
2. Erdgasunternehmen
3. Produzenten

(2) Die Mitgliedschaft zur Bilanzgruppe wird entweder unmittelbar durch Abschluss eines Vertrages mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen (unmittelbare Mitgliedschaft) oder mittelbar durch Abschluss eines Vertrages mit einem Versorger, der wiederum Bilanzgruppenmitglied ist (mittelbare Mitgliedschaft), begründet. Das mittelbare Bilanzgruppenmitglied steht in keinem direkten Vertragsverhältnis zum Bilanzgruppenverantwortlichen.

(3) Sofern Bilanzgruppenmitglieder einen oder mehrere Zählpunkte haben, wird eine Mitgliedschaft zur Bilanzgruppe durch den Zählpunkt begründet. Ein Zählpunkt eines Bilanzgruppenmitglieds kann nur einer Bilanzgruppe zugeordnet sein. Die Zuordnung mehrerer Zählpunkte eines Bilanzgruppenmitgliedes zur selben Bilanzgruppe bewirkt jedoch keine mehrfache Mitgliedschaft des Bilanzgruppenmitgliedes in dieser Bilanzgruppe; das jeweilige Mitglied ist nur einmal Mitglied dieser Bilanzgruppe.

(4) Beabsichtigt ein Bilanzgruppenmitglied, mit dem Bilanzgruppenkoordinator Verträge über die Lieferung oder den Bezug von Ausgleichsenergie abzuschließen, dem Verteilergebietsmanager gegenüber Lastflusszusagen zu treffen oder Energiegeschäfte über eine Energiebörse oder Abwicklungsstelle einer Energiebörse im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenverantwortlichen abzuwickeln, hat das Bilanzgruppenmitglied den Bilanzgruppenverantwortlichen vom beabsichtigten Abschluss derartiger Verträge zu informieren. Bilanzgruppenmitglieder dürfen Angebote auf den Abschluss derartiger Verträge nur mit Zustimmung des Bilanzgruppenverantwortlichen stellen oder annehmen. Die Zustimmung darf nur verweigert werden, wenn begründete Bedenken dahingehend bestehen, dass der Vertragsabschluss die Erfüllung der Aufgaben und Pflichten des Bilanzgruppenverantwortlichen oder des unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieds gefährdet. Die Gründe hierfür sind schriftlich darzulegen.

(5) Die unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieder haben den Bilanzgruppenverantwortlichen bei der Erfüllung seiner Aufgaben und Pflichten zu unterstützen. Diese Unterstützungspflicht besteht insbesondere

1. in der Mitwirkung bei der Erstellung von Prognosewerten für die Entnahme und/oder die Einspeisung von Erdgas oder biogenem Gas, sowie in der Übermittlung der notwendigen Fahrpläne und Nominierungen;
2. nach Maßgabe des § 7 Datenschutzgesetz 2000 in der Übermittlung jener Daten, welche zur Wahrnehmung der jeweiligen, in § 91 GWG 2011 genannten Aufgaben und Pflichten eine wesentliche Voraussetzung darstellen, an den Bilanzgruppenverantwortlichen im hierfür erforderlichen Ausmaß;
3. in der Einhaltung der Gasspezifikation gemäß Anlage 2 Punkt 2 bei Einspeisung in das Marktgebiet.

Regelungen für Bilanzgruppenverantwortliche

§ 50. (1) Wenn der Bilanzgruppenverantwortliche die Mitglieder einer Bilanzgruppe in Erfüllung seiner in § 91 GWG 2011 angeführten Aufgaben und Pflichten vertritt, handelt er als indirekter Stellvertreter. Eine direkte Stellvertretung liegt indes vor, wenn eine solche im Einzelfall vereinbart worden ist.

(2) Jeder Bilanzgruppenverantwortliche in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg muss einem Bilanzkreisverantwortlichen im angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet direkt und eindeutig zuordenbar sein.

3. Abschnitt

Regelungen zur Bilanzierung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Ausgleichsenergieabwicklung

§ 51. (1) Der Bilanzgruppenkoordinator ermittelt und verrechnet den Bilanzgruppen in Tirol und Vorarlberg Ausgleichsenergie auf Basis

1. der Differenz zwischen Endverbraucherfahrplänen und tatsächlichem Verbrauch der Endverbraucher, wobei eine Summenbetrachtung für Tirol und Vorarlberg möglich ist;
2. der Kosten und Erlöse aus der Ausgleichsenergiebeschaffung des Verteilergebietsmanagers am Virtuellen Handlungspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes sowie den Kosten und Erlösen aus der kommerziellen Abrechnung von Unausgeglichenheiten des OBA-Kontos gemäß § 53 außerhalb des darin festgelegten Toleranzbereiches.

(2) Die Bilanzierung für Endverbraucher erfolgt auf Basis der vom Bilanzgruppenverantwortlichen übermittelten Endverbraucherfahrplänen und den Lastprofilwerten bezogen auf Tageswerte.

(3) Die Abrechnung erfolgt anhand der in Abs. 2 ermittelten Mengen und den gemäß § 54 ermittelten Ausgleichsenergiepreisen. Diese ist monatlich binnen fünf Werktagen nach dem jeweiligen Abrechnungsmonat durchzuführen.

(4) Abweichungen von den Endverbraucherfahrplänen sind vom Verteilergbietsmanager vorrangig durch die Nutzung der Netzpuffer der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg gemäß § 53 auszugleichen. Bei Bedarf können vom Verteilergbietsmanager auch Gasmengen gemäß Abs. 7 beschafft werden.

(5) Die Verbrauchsprognosen für Endverbraucher mit einem SLP werden vom Verteilergbietsmanager in Kooperation mit den Verteilernetzbetreibern auf Basis der vom Bilanzgruppenkoordinator veröffentlichten standardisierten Lastprofile täglich für den Folgetag erstellt und an den Bilanzgruppenkoordinator und die jeweiligen Bilanzgruppen übermittelt.

(6) Bilanzgruppenverantwortliche melden ihre Endverbraucherfahrpläne für SLP-Kunden gemäß den vom Bilanzgruppenkoordinator veröffentlichten SLP-Verbrauchsprognosen in Abs. 5 an und haben diese gemäß § 52 Abs. 2 zweimal täglich zu aktualisieren.

(7) Der Verteilergbietsmanager ermittelt auf stündlicher Basis den Verteilergbietsaldo und beschafft die für die störungsfreie Steuerung des Verteilergbiets erforderliche Menge an physikalischer Ausgleichsenergie an der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators.

(8) Untertägige Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergie am Virtuellen Handlungspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes erfolgt durch den Verteilergbietsmanager im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators zu Marktpreisen mit dem Ziel, die kumulierten Abweichungen zwischen Fahrplansumme und Messwert am Grenzübergabepunkt jeweils zum Gastagesende möglichst auszugleichen.

(9) Die Korrektur der in der gemäß Abs. 2 bestimmten Ausgleichsenergiemenge je Bilanzgruppe wird anhand der tatsächlich gemessenen bzw. abgelesenen Jahresenergiemenge von Erzeugung und Verbrauch spätestens 14 Monate nach der erfolgten Abrechnung gemäß Abs. 3 durchgeführt.

(10) Bei Endverbrauchern die einen Lastprofilzähler haben und bei denen eine entsprechende Online-Messung installiert ist, sind diese online gemessenen Daten zeitnah, mindestens aber täglich, den jeweiligen Versorgern zur Verfügung zu stellen.

Regelungen für standardisierte Lastprofile

§ 52. (1) Der Verteilergbietsmanager erstellt in Kooperation mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber je Netzbereich, je Bilanzgruppe und je SLP-Typ, mittels geeigneter Temperaturprognosen, eine Verbrauchsprognose bis 12 Uhr für den Folgetag und übermittelt diese an den Bilanzgruppenkoordinator und die jeweiligen Bilanzgruppen.

(2) Der Verteilergbietsmanager aktualisiert diese SLP-Verbrauchsprognosen gemäß Abs. 1 anhand aktueller Temperaturprognosen in Kooperation mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber innerhalb des Gastages zweimal täglich und übermittelt diese jeweils wieder an den Bilanzgruppenkoordinator und die jeweiligen Bilanzgruppen.

Netzkopplungsverträge und Netzpuffer (Linepack)

§ 53. (1) Der Verteilergbietsmanager ermittelt anhand der von den angrenzenden vorgelagerten Netzbetreibern stündlich gemäß Abs. 5 zur Verfügung gestellten Daten den nutzbaren Netzpuffer der angrenzenden vorgelagerten Netze.

(2) Der Verteilergbietsmanager hat die Möglichkeit, für den Ausgleich kurzfristiger Druckschwankungen neben dem Netzpuffer der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg, den er in einheitlicher Weise nutzt, den Netzpuffer der den Marktgebieten angrenzenden vorgelagerten Netzen, nach vorhergehender Abstimmung mit dem jeweiligen angrenzenden, vorgelagerten Netzbetreiber zu nutzen.

(3) Die den Marktgebieten angrenzenden vorgelagerten Netzbetreiber führen ein Konto über die Nutzung des Netzpuffers deren Netze. Der Verteilergbietsmanager verpflichtet sich zu einem zeitnah durchzuführenden Rücklieferprogramm im Wege der Nutzung des Netzpuffers im Verteilergbiet oder von Ausgleichsenergieabrufen am virtuellen Handlungspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes.

(4) Die Vorhaltung und der Einsatz von Regelennergie werden weder bilateral zwischen den Netzbetreibern noch vom Verteilergbietsmanager bzw. Bilanzgruppenkoordinator gesondert vergütet. Die Vorhaltung und der Einsatz von Regelenenergimengen aus Netzkopplungsverträgen werden entsprechend der Regelungen in den Netzkopplungsverträgen protokolliert und bei Überschreiten von Toleranzen in Form von Rücklieferprogrammen abgegolten. Regelennergie aus Netzkopplungsverträgen, welche für das Verteilernetz eingesetzt wird, wird vom Bilanzgruppenkoordinator auf dafür eingerichteten Konten geführt. Für den Fall, dass Rücklieferprogramme für Regelennergie aus Netzkopplungsverträgen über eine Erdgasbörse aufgebracht werden, werden diese Kosten als Regelennergiekosten des Verteilernetzes klassifiziert.

(5) Der Verteilergbietsmanager stellt sicher, dass er von den den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg angrenzenden vorgelagerten Netzbetreibern stündlich und über Aufforderung Informationen über das Volumen

des nutzbaren Netzpuffers und den Einsatz ihres Netzpuffers erhält. Umgekehrt informiert der Marktgebietsmanager Verteilergebietsmanager stündlich über seinen verfügbaren Netzpuffer. Diese Information enthält zumindest die folgenden verbindlichen Angaben:

1. Maximale stündliche Ein- und Auspufferungsleistung;
2. nutzbares Arbeitsgasvolumen, das tägliche Arbeitsgasvolumen überschreitet (Wochenfahrplan);
3. das nutzbare tägliche Arbeitsgasvolumen.

(8) Die zur Umsetzung notwendigen Rechte und Pflichten sind zwischen den betroffenen Marktteilnehmern und insbesondere den den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg angrenzenden vorgelagerten Netzbetreibern in bilateralen Verträgen zu vereinbaren.

Regelungen zur Preisgestaltung der Ausgleichsenergie

§ 54. (1) Für den Ausgleich der Abweichungen von Bilanzgruppen werden vom Bilanzgruppenkoordinator für den jeweiligen Gastag gültige Ausgleichsenergiepreise marktbasierend ermittelt.

(2) Für die Abrechnung wird je nach Bezug- oder Lieferrichtung ein gewichteter Ausgleichsenergiepreis je Gastag marktbasierend ermittelt. Die Tagesausgleichsenergiepreise berechnen sich nach den jeweiligen Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergebietsmanagers an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes. Für diese Abrufe wird der jeweils höchste Einkaufspreis und der niedrigste Verkaufspreis (Grenzpreise) herangezogen.

(3) Der Ausgleichsenergiepreis ist in EUR/MWh anzugeben und auf drei Kommastellen kaufmännisch zu runden.

(4) An Tagen ohne Abrufe vom Verteilergebietsmanager gilt der Referenzpreis des Virtuellen Handelspunktes im angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet, bei Abrufen in Bezugsrichtung mit einem Faktor 1,2 multipliziert, in Lieferrichtung mit Faktor 0,9 multipliziert.

Fahrplan- und Nominierungsabwicklung

§ 55. (1) Bilanzgruppenverantwortliche in Tirol und Vorarlberg melden Endverbraucherfahrpläne, die den prognostizierten Verbrauch der jeweiligen Kunden der Bilanzgruppe widerspiegeln, als Stundenzeitreihen beim Verteilergebietsmanager an.

(2) Bilanzkreisverantwortliche im angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet berücksichtigen die in den Endverbraucherfahrplänen für Tirol und Vorarlberg in Summe angemeldeten Mengen mit identer Struktur (Stundenmengen) in der Beschaffung für den korrespondierenden Bilanzkreis im angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet, wobei sämtliche Aufbringungswege eines Bilanzkreises im angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet möglich sind.

(3) Der Verteilergebietsmanager übermittelt die Summen-Zeitreihe der Endverbraucherfahrpläne der österreichischen Bilanzgruppen an den Marktgebietsverantwortlichen des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes als allokierte Ausspeiseanmeldung aus dem jeweiligen Netzbereich (Exitso-Allokation) des korrespondierenden Bilanzkreises im angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet.

IN ARBEIT.

4. Teil

Schlussbestimmungen

Inkrafttreten

IN ARBEIT

Netzzugang/Netzzutritt und Kapazitätserweiterung

Netzzugang

1. Der Antrag auf Netzzugang für Endverbraucher hat jedenfalls folgende Angaben zu enthalten:

- (a) Angabe des zu versorgenden Objektes (genaue Anschrift und Name);
- (b) Beginn des Transportes; bei Vorliegen eines befristeten Vertrages ist jedenfalls Beginn und Ende des Transportes anzugeben;
- (c) Höchstleistung in kWh/h. Technischer oder vertraglicher Anschlusswert, der den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzzugangsberechtigten entspricht;
- (d) prognostizierter Jahresverbrauch in kWh;
- (e) die Art des Endverbraucher: Haushalt – Gewerbe (bis 50.000 kWh/h) – Industrie (ab 50.000 kWh/h) – Kraftwerke (bis 50.000 kWh/h) - Kraftwerke (ab 50.000 kWh/h);
- (f) den Verwendungszweck (Mehrfachnennung möglich): Heizen – Warmwasseraufbereitung – Kochen – Prozessgas;
- (g) minimaler und maximaler Druck am gewünschten Entnahmepunkt in bar;
- (h) Versorger des zu transportierenden Erdgases;
- (i) Zählpunktsbezeichnung des Entnahmepunktes (für Neukunden gilt: Der Verteilernetzbetreiber hat vor der Weiterleitung des entsprechenden Netzzugangsantrages eine Zählpunktsbezeichnung zu vergeben);
- (j) Bei ausschließlich saisonaler Entnahme Angabe der Monate, in denen eine Entnahme erfolgt;
- (k) Vermerk darüber, dass der Antrag auf Netzzugang auf Basis der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen erfolgt.

[Anmerkung: Es wird empfohlen, in die Formulare der Netzbetreiber für den Netzzugang einen Hinweis aufzunehmen, dass die maximale Transportkapazität gemäß lit (c) als vertraglich vereinbarte Höchstleistung die Bemessungsgrundlage für die Mindestleistung bzw. für die Leistungsüberschreitung gemäß GSNT-VO bei leistungsgemessenen Kunden darstellt.]

2. Der Antrag auf Netzzugang für Einspeiser und Speicherunternehmen hat jedenfalls folgende Angaben zu enthalten:

- (a) Beginn des Transportes; bei Vorliegen eines befristeten Vertrages ist jedenfalls Beginn und Ende des Transportes anzugeben;
- (b) Gewünschter Einspeisepunkt in das Verteilernetz, genaue Anschrift und Name;
- (c) Höchstleistung in kWh/h. Technischer oder vertraglicher Anschlusswert, der den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzzugangsberechtigten entspricht;
- (d) prognostizierte Jahreseinspeisung in kWh;
- (e) die Art der Einspeisung: Biogas – Erdgasproduzent – Speicher – synthetisches Gas;
- (f) minimaler und maximaler Druck am gewünschten Einspeisepunkt in bar;
- (g) Versorger des zu übernehmenden Erdgases und Zugehörigkeit zur Bilanzgruppe;
- (h) Zählpunktsbezeichnung des Einspeisepunktes (für Neukunden gilt: Der Verteilernetzbetreiber hat vor der Weiterleitung des entsprechenden Netzzugangsantrages eine Zählpunktsbezeichnung zu vergeben);
- (i) Vermerk darüber, dass der Antrag auf Netzzugang auf Basis der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen erfolgt.

3. Ist ein Antrag auf Netzzugang auf einen einschränkbaren Netzzugang gerichtet, so hat der Antrag zusätzlich zu den in Punkten 1 und 2 genannten Angaben Folgendes zu enthalten:

- (a) tatsächliche maximale Inanspruchnahme gemäß Lastprofil in kWh/h des Vorjahres (bei Neukunden Vertragswert in kWh/h);
- (b) Bezeichnung der Onlinemesststelle;
- (c) Art und Ausmaß der Einschränkung;
- (d) anwendbarer Zeitraum und maximale Anzahl der Einschränkungen;
- (e) maximale ununterbrochene Dauer der Einschränkungen;
- (f) maximale kumulierte Dauer der Einschränkungen pro Jahr;
- (g) maximale Stundenleistung während der eingeschränkten Netznutzung (erforderliche Mindestversorgung).

4. Netzzugangsverträge, die einen einschränkbaren Netzzugang vorsehen, müssen insbesondere folgende Bestandteile enthalten:

(a) Die Verpflichtung des Verteilernetzbetreibers, auf Veranlassung des Verteilergebietsmanagers jede Einschränkung der Netznutzung dem Endverbraucher rechtzeitig bekannt zu geben. Rechtzeitig ist die Bekanntgabe dann, wenn die Einschränkung dem Endverbraucher

a.i) bis spätestens 12 Uhr für den darauf folgenden Tag,

a.ii) bis spätestens Freitag, 12 Uhr für die übernächste Woche und

a.iii) bis spätestens zum 15. des Monats für den darauf folgenden Monat bekannt gegeben wird;

(b) Zustimmung des Endverbrauchers, dass er gemäß der Aufforderung des Verteilernetzbetreibers die vereinbarte Einschränkung selbst durchführen wird. Andernfalls kann die angeordnete Einschränkung auf Kosten des Endverbrauchers vom Verteilernetzbetreiber durchgeführt werden;

(c) Definition bezüglich Art und Ausmaß der Einschränkung gemäß Abs (8) lit (a);

(d) Abgeltung der Einschränkungen gemäß GSNT-VO;

(e) Anwendbarer Zeitraum und maximale Anzahl der Einschränkungen;

(f) Ansprechpartner und Kommunikation(-swege) im Zusammenhang mit den Einschränkungen der Netznutzung im Einzelnen;

(g) Regelungen betreffend die Weitergabe von Daten durch den Verteilernetzbetreiber an den Verteilergebietsmanager;

(h) Regelungen betreffend die Abrechnung des Tarifs für die einschränkbare Netznutzung gemäß GSNT-VO.

5. Ein abgeschlossener Netzzugangsvertrag für Endverbraucher hat zusätzlich zu den in Punkt 1 genannten Angaben Folgendes zu enthalten:

(a) Zählereinbauort bei Abrechnung ohne Umwerter;

(b) Zugrunde gelegte Höhe in m bei Abrechnung ohne Mengenumwerter;

(c) Umrechnungsfaktor bei Vertragsabschluss (Hinweis auf mögliche Anpassung gemäß GSNT-VO);

(d) Netzebenenordnung gemäß GWG 2011;

(e) Ggf. vergebenes standardisiertes Lastprofil;

(f) Art und Type der eingebauten Messgeräte;

(g) Regelungen und Vorkehrungen für den Fall, dass ein Netzzugang nur für einen saisonalen Bezug genehmigt wurde.

6. Vorübergehende Überschreitung der vertraglich vereinbarten Entnahmeleistung

Die vertraglich vereinbarte Entnahmeleistung kann in Ausnahmefällen – insbesondere für Entnahmekapazitäten, die kurzfristig (z.B. für Anfahr- oder Aushilfeleistung) benötigt werden, mangels kontinuierlichem Bedarf nicht in der langfristigen Planung des Verteilergbietsmanagers eingeplant werden und nach Absprache zur Verfügung gestellt werden können – überschritten werden. Eine entsprechende Überschreitung ist im jeweiligen Anlassfall von der vorherigen Zustimmung des Verteilernetzbetreibers abhängig. Der Verteilernetzbetreiber ist verpflichtet, zuvor die Zustimmung des Verteilergbietsmanagers einzuholen. Die Möglichkeit des Netzbenutzers auf Überschreitung der vertraglich vereinbarten Entnahmeleistung besteht nur für den jeweiligen Einzelfall. Für diese Fälle können im Netzzugangsvertrag nähere Bedingungen im Vorhinein vereinbart werden, welche ebenfalls der vorigen Zustimmung des Verteilergbietsmanagers bedürfen. Der Netzbenutzer ist innerhalb von 2 (zwei) Arbeitstagen ab Eingang seiner schriftlichen Anfrage (z.B. per e-mail) über die Möglichkeit der kurzfristigen Überschreitung der vertraglich vereinbarten Entnahmeleistung zu informieren.

Netzzutritt

1. Der Antrag auf Netzzutritt hat jedenfalls folgende Angaben zu enthalten:

- (a) Angabe des zu versorgenden Objektes (genaue Anschrift und Name);
- (b) prognostizierter Jahresverbrauch in kWh;
- (c) wenn die Anschlussleitung auf fremden Grundstücken hergestellt werden soll, Name und Kontaktdaten des Grundstückseigentümers;
- (d) min. und max. Druck am gewünschten Entnahmepunkt in bar
- (e) Anschlussleistung in kWh/h.

2. Mindestanforderungen an Kostenvoranschläge:

(1) Der Verteilernetzbetreiber ist verpflichtet, dem Kunden auf schriftliche Ansuchen um Kostenvoranschläge über die Durchführung von Arbeiten vor der erstmaligen Herstellung oder die Änderung der Kapazität eines bestehenden Anschlusses für das vom Netzbenutzer zu entrichtende Netzzutrittsentgelt innerhalb von 14 Tagen einen, für den definierten Leistungsumfang verbindlichen, Kostenvoranschlag auf Basis von Preisen je Leistungseinheit zu übermitteln, oder mit einem konkreten Vorschlag betreffend die weitere Vorgangsweise – insbesondere betreffend eine Ansprechperson, die voraussichtliche Bearbeitungsdauer sowie eine Terminvereinbarung – zu reagieren. Begründete und berechtigte Abweichungen gegenüber dem definierten Leistungsumfang sind aufwandsorientiert zu verrechnen. Der Kostenvoranschlag hat – außer im Falle einer Pauschalierung – die wesentlichen Komponenten des zu entrichtenden Netzzutrittsentgeltes aufzuschlüsseln

3. Mindestanforderungen an die Herstellung von Anschlussleitungen

(1) Der Verteilernetzbetreiber benachrichtigt den Netzbenutzer rechtzeitig über Art und Umfang der beabsichtigten Inanspruchnahme des Grundstücks. Die Inanspruchnahme hat unter tunlichster Schonung der benutzten Grundstücke und Baulichkeiten zu erfolgen. Dabei sind berechnete Interessen des Netzbenutzers zu berücksichtigen. Der Netzbenutzer verständigt den Verteilernetzbetreiber von Maßnahmen auf seinem Grundstück, die Einrichtungen des Verteilernetzbetreibers gefährden könnten.

(2) Verlangt der Grundstückseigentümer – vorbehaltlich des Bestehens einer Dienstbarkeit oder einer sonstigen schriftlichen Vereinbarung – die nachträgliche Verlegung der Einrichtungen, wenn sie die widmungsgemäße Verwendung des Grundstücks unzumutbar beeinträchtigen, so trägt der Verteilernetzbetreiber die Kosten der Verlegung, es sei denn, die Einrichtungen dienen bzw. dienten gemäß Abs (11) auch der Versorgung dieses Grundstücks.

(3) Nach Auflösung des Netzzugangsvertrages ist der Verteilernetzbetreiber berechtigt, seine Einrichtungen jederzeit von den benutzten Grundstücken zu entfernen. Wenn der Grundstückseigentümer es verlangt, ist der Verteilernetzbetreiber dazu verpflichtet, ausgenommen es besteht eine Dienstbarkeit, eine sonstige schriftliche Vereinbarung oder die Einrichtungen waren gemäß Abs (11) für die Versorgung des Grundstücks bestimmt. Weiters ist der Verteilernetzbetreiber berechtigt, die Benutzung der Grundstücke auch noch über eine angemessene Zeit nach Vertragsauflösung fortzusetzen, soweit dies zur Aufrechterhaltung der örtlichen

Versorgung notwendig ist. In den übrigen Fällen hat der Verteilernetzbetreiber das Grundstück in angemessener Zeit zu räumen, und die erforderlichen Arbeiten abzuschließen.

(4) Der Verteilernetzbetreiber kann nach Vertragsablauf soweit sicherheitstechnisch erforderlich jederzeit die Trennung der Anschlussleitung vom Verteilernetz auf Kosten des (ehemaligen) Netzbenutzers verlangen. Soweit die Kosten pauschaliert verrechnet werden, richten sich die Kosten der Trennung nach dem Preisblatt des Verteilernetzbetreibers. Der Verteilernetzbetreiber kann zur einfacheren Administration eine Pauschalierung auf Basis der diesbezüglichen Gesamtkosten vornehmen. Dem Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit kann durch sachgerechte Differenzierungen (z.B. nach Anlagentyp) entsprochen werden.

Kapazitätserweiterung

1. Anforderungen an die Abwicklung von Anträgen auf Kapazitätserweiterung:

(1) Der Verteilernetzbetreiber ist verpflichtet, den Antrag des Kunden umgehend an den Verteilergebietsmanager weiterzuleiten, sodass dieser den Antrag gemäß den Bestimmungen zur Langfristigen Planung (§ 22 GWG 2011) berücksichtigen kann.

(2) Voraussetzung der Stattgebung des Antrags auf Kapazitätserweiterung ist, dass der Verteilergebietsmanager dem Verteilernetzbetreiber die Verfügbarkeit der erforderlichen Transportkapazität auf Basis der folgenden Voraussetzungen und den darin jeweils enthaltenen Bedingungen mitteilt:

(a) die Langfristige Planung enthält die notwendigen Umsetzungsmaßnahmen zur Schaffung des dem Antrag auf Kapazitätserweiterung zugrunde liegenden Kapazitätsbedarfes und diese Langfristige Planung wurde durch die Regulierungsbehörde genehmigt;

(b) die jeweils betroffenen Netzbetreiber haben mit dem Verteilergebietsmanager Netzausbauverträge betreffend die Umsetzung der in der Langfristigen Planung vorgesehenen Maßnahmen abgeschlossen.

(3) Der Verteilernetzbetreiber ist erst dann zur Stattgebung des Antrages und Gegenfertigung des Kapazitätserweiterungsvertrages verpflichtet bzw sind der Verteilernetzbetreiber und die vorgelagerten Netzbetreiber sowie der Verteilergebietsmanager erst dann verpflichtet, die notwendigen Ausbaumaßnahmen zu tätigen, wenn der Antragsteller den Kapazitätserweiterungsvertrag rechtsgültig unterschrieben hat und den im Kapazitätserweiterungsvertrag genannten Bedingungen – wie z.B. dem Erlag von Sicherheitsleistungen – fristgerecht nachgekommen ist.

(4) Im Kapazitätserweiterungsvertrag können zwischen dem Antragsteller und dem Verteilernetzbetreiber nichtdiskriminierende und sachgerechte Bedingungen vertraglich vereinbart werden, von deren Erfüllung die Umsetzung der Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung abhängen. Zur Absicherung der Investitionen, welche mit der Stattgebung des Antrages auf Kapazitätserweiterung ausgelöst werden, ist im Kapazitätserweiterungsvertrag eine Zahlung für die (teilweise) Nichtinanspruchnahme der gemäß Kapazitätserweiterungsvertrag beantragten Anschlussleistung ab dem im Kapazitätserweiterungsvertrag vertraglich vereinbarten Beginn des Transportes im Ausmaß der Nichtinanspruchnahme vertraglich zu vereinbaren. Die Höhe der Zahlung hat bei vollständiger Nichtinanspruchnahme der gemäß Kapazitätserweiterungsvertrag beantragten Anschlussleistung mindestens dem Netzbereitstellungsentgelt, das für die beantragte Anschlussleistung zu entrichten wäre, zu entsprechen und verringert sich bei teilweiser Nichtinanspruchnahme aliquot. Die Zahlung für die (teilweise) Nichtinanspruchnahme der gemäß Kapazitätserweiterungsvertrag beantragten Anschlussleistung verringert sich in dem Ausmaß, in dem die nicht genutzte, gemäß Kapazitätserweiterungsvertrag beantragte Anschlussleistung, von Dritten genutzt wird. Zur Absicherung dieser Zahlung kann die Leistung einer angemessenen Sicherheitsleistung vereinbart werden. Bei (teilweiser) Inanspruchnahme der beantragten Anschlussleistung nach dem im Kapazitätserweiterungsvertrag vertraglich vereinbarten Beginn des Transportes ist eine Aufrechnung der geleisteten Zahlung mit dem Netzbereitstellungsentgelt gemäß GSNT-VO nicht zulässig.

(5) Der Verteilernetzbetreiber verpflichtet sich bei Stattgebung des Antrages auf Kapazitätserweiterung dem Netzbenutzer ab einem bestimmten in der Zukunft liegenden Stichtag Netzzugang zum Verteilernetz gemäß § 27 GWG unter den Bedingungen des Abs (4) bis (6) zu gewähren.

(6) Der Netzbenutzer hat nach Bekanntgabe des endgültigen Termines der Kapazitätsbereitstellung durch den Verteilernetzbetreiber, spätestens 10 (zehn) Arbeitstage vor dem vereinbarten Beginn der Transportleistung, einen Netzzugangsantrag für Neuanlagen gemäß § 16 der Verordnung zu stellen. Der Verteilernetzbetreiber hat den Netzbenutzer im Kapazitätserweiterungsvertrag ausdrücklich auf die Notwendigkeit eines Netzzugangsantrages hinzuweisen. Bei nicht zeitgerechter Abgabe dieses Antrages kann die Transportleistung nicht fristgerecht erbracht werden, unbeschadet der sonstigen Rechte und Pflichten der Vertragspartner aus dem Kapazitätserweiterungsvertrag. Dem Abschluss des Netzzugangsvertrages hat der Abschluss eines Netzzutrittsvertrages gemäß § 17 der Verordnung voranzugehen.

Technische Regeln

1. Allgemein

Dieses „Technische Regelwerk“ ist gültig für alle Marktteilnehmer. Um einen möglichst störungsfreien und sicheren Betrieb zu gewährleisten, und um diesen zu verbessern, ist es erforderlich, sich an ein „Technisches Regelwerk“ zu halten. Auch um die Abrechnung einheitlich und nichtdiskriminierend zu gestalten, ist ein solches „Technische Regelwerk“ notwendig. In diesem „Technischen Regelwerk“ wird insbesondere auf jene Richtlinien hingewiesen, die zur Anwendung kommen bzw. Anwendung finden könnten. Diese sind jeweils relevante Bestimmungen aus (Aufzählung nicht vollständig):

- **ÖVGW-Regeln Gas**
- **ÖNORM**
- **CEN**
- **CENELEC**
- **DIN**
- **ISO**
- **EN**

2. Gasbeschaffenheit - Gasqualität

Die Gasbeschaffenheit ist nach der jeweils gültigen Fassung der ÖVGW Richtlinie¹ G 31 „Gasbeschaffenheit“ oder der ÖVGW Richtlinie G B220 „Regenerative Gase – Biogase“, zu bestimmen.

3. Richtlinie über die Gasabrechnung.

Die Ermittlung der Daten zur Abrechnung von Gasen bei Endkunden bestimmt sich grundsätzlich nach den technischen Methoden der ÖVGW Richtlinie G 177 Ausgabe November 2002 und der GSNT-VO.

Die Bestimmung des Verrechnungsbrennwertes wird vom Marktgebietsmanager für das Marktgebiet Ost, bzw. von den Verteilergebietsmanagern der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg, durchgeführt.

Die Feststellung von Volumen und Brennwert (gemäß DIN EN ISO 6976 oder 13686 Erdgas) zur Verrechnung der Systemnutzungsentgelte erfolgt entsprechend den Methoden gemäß den technischen Regeln oder dem Stand der Technik.

Für alle Einspeisemengen in das Marktgebiet sind vom jeweiligen Netzbetreiber, die für den jeweiligen Monat mit dem vom Einspeiser festgestellten Einspeisemengen und dazugehörige Brennwerte dem Marktgebietsmanager bzw. dem Verteilergebietsmanager bekanntzugeben. Der Marktgebietsmanager bzw. der Verteilergebietsmanager bildet daraus einen gewogenen Mittelwert des Brennwertes des gesamten in das jeweilige Marktgebiet eingespeisten Gases, der vom Marktgebietsmanager bzw. vom Verteilergebietsmanager, spätestens bis 10. des Folgemonats, veröffentlicht wird.

¹ Da sich das ÖVGW Regelwerk in Umarbeitung befindet, können sich Regelwerksnummern kurzfristig ändern!

Weicht der vom Marktgebietsmanager bzw. vom Verteilergebietsmanager ermittelte Brennwert nicht mehr als +/- 2 Prozent vom aktuellen Verrechnungsbrennwert entsprechend der GSNT-VO idgF ab, so ist dieser Verrechnungsbrennwert für die Ermittlung der Energiemenge heran zuziehen.

Kommunikations- und Fristenlauf

IN ARBEIT

Entry-/Exit-Punkte im Marktgebiet Ost

Als Entry-/Exit-Punkte gelten alle physischen Ein- und Ausspeisepunkte im Marktgebiet Ost.
Die Ausspeisepunkte von den Fernleitungen in das Verteilergebiet werden zentral vom Verteilergebietsmanager verwaltet und somit virtuell als ein Exit-Punkt behandelt.

Folgende Entry-Punkte in das Marktgebiet sind verfügbar:

- Baumgarten
- Baumgarten MAB
- Oberkappel
- Überackern
- Arnoldstein
- Mosonmagyaróvár
- Asten
- Engerwitzdorf
- Freilassing
- Laa
- OMV Produktion
- RAG Produktion
- Salzburg BIO
- Schaerding
- Speicher OMV
- Speicher Puchkirchen
- Speicher Wien
- Wr. Neustadt BIO

Folgende Exit-Punkte in das Marktgebiet sind verfügbar:

- Baumgarten
- Baumgarten MAB
- Oberkappel
- Überackern
- Arnoldstein
- Mosonmagyaróvár
- Freilassing
- Laa
- Laufen
- Simbach
- Speicher Haag
- Speicher OMV
- Speicher Puchkirchen
- Speicher Wien

Entry-/Exit-Punkte im Marktgebiet Tirol & Vorarlberg

IN ARBEIT

Registrierung als Anbieter an der Merit Order List

IN ARBEIT

Datenformate

IN ARBEIT

1. Allgemeines

Für die Ermittlung des Ausgleichsbedarfes von Bilanzgruppen ist das Vorliegen von tatsächlichen Verbrauchswerten erforderlich.

Der Netzbetreiber ist für die ordnungsgemäße Zählung der Verbrauchswerte, die vertrauliche Verwaltung der Daten der Netzbenutzer und die diskriminierungsfreie Übermittlung der Informationen an alle Marktteilnehmer verantwortlich und gewährleistet, dass nur Berechtigte die ihnen zustehenden Daten erhalten.

Für kleine Netzbenutzer ist aufgrund des technischen und organisatorischen Aufwands und der damit verbundenen Kosten der Einbau eines Lastprofilzählers wirtschaftlich nicht vertretbar. Diesen Netzbenutzergruppen ordnet man standardisierte Lastprofile zu. Diese Lastprofile gelten als Fahrpläne für den Händler bzw. Verkäufer. Die nicht stündlich gemessenen Zeitreihen werden gebildet, indem die zugewiesenen Standardlastprofile mit den Energiewerten des Vorjahres (bzw. einem vom Netzbetreiber vorgegebenen Schätzwert) befüllt werden. Diese Energiewerte sind laufend zu aktualisieren, d.h. einmal oder mehrmals jährlich wird - wie bisher - der Zähler beim kleinen Netzbenutzer abgelesen und auf Basis dieses Zählwertes eine Rückverrechnung vorgenommen (Prognosewerte werden durch die tatsächlichen, aus der Ablesung ermittelten Energiewerte ersetzt).

Die Abweichungen der tatsächlich aufgetretenen Mengen von den prognostizierten Mengen werden durch den Bilanzgruppenkoordinator beim zweiten Clearing berücksichtigt. Das zweite Clearing erfolgt unter Bedachtnahme auf rollierende Ablesungen im Abstand von 15 Monaten (Lieferung der Daten durch die Netzbetreiber im Abstand von längstens 14 Monaten). Vor der Übermittlung der Daten an den Bilanzgruppenkoordinator müssen die dem Bilanzgruppenverantwortlichen, dem Versorger und dem Netzbenutzer zur Verfügung stehenden Einspruchsfristen abgewartet werden. Die Einspruchsfristen werden generell mit 4 Wochen festgelegt. Die Bestimmung der Menge der Ausgleichsenergie erfolgt durch den Bilanzgruppenkoordinator beim ersten und beim zweiten Clearing nach demselben Verfahren. Zur Wahrung der Transparenz werden die Daten aus dem ersten Clearing festgeschrieben.

Jeweils im Nachhinein hat jeder Netzbetreiber die in seinem Netz anfallenden relevanten Daten den Bilanzgruppenverantwortlichen und der Verrechnungsstelle im erforderlichen Ausmaß zu übermitteln, die diese für die Berechnung der Fahrplanabweichungen und der Abweichungen vom Lastprofil jeder Bilanzgruppe benötigt.

2. Nummerierungsschema für Marktteilnehmer

Das Nummerierungsschema dient der eindeutigen Identifizierung der registrierten bzw. zugelassenen Marktteilnehmer. Es sind hierfür europaweit gültige EC-Nummern zu verwenden. Diese werden vom Marktgebietsmanager im Marktgebiet Ost bzw. dem Bilanzgruppenkoordinator in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg vergeben und veröffentlicht. Die Vergabe der Identifikationsnummern kann abweichend davon auch von einer anderen akkreditierten Vergabestelle für EC-Nummern getätigt werden.

3. Zählpunkte

Um die fehlerfreie Übertragung der vom Netzbetreiber gemessenen Energiedaten je Zählpunkt an die berechtigten Versorger zu gewährleisten, bedarf es einer eindeutigen genormten Zählpunktbezeichnung. Bei der Vergabe der Zählpunktbezeichnung ist darauf zu achten, dass sich durch einen Zählertausch (neue Zählernummer) die Zählpunktbezeichnung nicht ändert.

Die Zählpunktsbezeichnung besteht aus 4 Komponenten mit zusammen 33 Stellen:

Länderkennung	AN 2 ²	entsprechend ISO 3166 (A2); für Österreich AT
Netzbetreibernummer	N 6	6-stellige Marktteilnehmer Kennzahl
Postleitzahl	N 5	Postleitzahl (4-stellig mit führender Null), in der die Messstelle liegt.
Zählpunktnummer	AN 20	20-stellige eindeutige Kennung des Netzbetreiber-Zählpunkts. Der örtliche Netzbetreiber stellt sicher, dass die Bezeichnung in seinem Netzgebiet eindeutig und nicht temporär ist. Es dürfen nur die Ziffern 0-9 und die Großbuchstaben A-Z (keine Umlaute) verwendet werden.

Nach erstmaliger Vergabe darf diese Bezeichnung nicht mehr verändert werden. Das gilt auch für den Fall der späteren Änderung des Netzbetreibers (Fusion/Entflechtung) und der Änderung der Postleitzahl.

Nachfolgend werden die Zählpunktsbezeichnung (eigentlich Datenpunktsbezeichnungen für Elemente in der Clearing-Datenbank) der Verrechnungsstelle für Ausgleichsenergie in der Regelzone Ost beschrieben.

Das Präfix der Zählpunktnummern der AGCS besteht aus (von links nach rechts): der Länderkennung AT, der Netzbetreibernummer 909999 und der (rein formalen) Postleitzahl 00000.

Daraus ergibt sich ein unveränderliches 17-stelliger Präfix von:

AT909999000000000

das vor die nachfolgend näher definierten Datenpunktsnummern der Clearing-Datenbank voranzustellen ist.

Die Datenpunktsnummern haben die folgende Struktur:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0	15-stellige numerische Identifikation														

Von der Verrechnungsstelle AGCS wird allen Datenverantwortlichen (d.s. Firmen, die in der Verrechnungsstelle registriert und für die Übertragung von Daten an die Verrechnungsstelle verantwortlich sind) eine Datenpunktsbeschreibung in elektronischer Form (Tabellendatei oder EXCEL - Datei) zur Verfügung gestellt.

² AN x: Alfanumerisch x Stellen; N x Numerisch x Stellen.

Beispiel (die Punkte dienen nur zur optischen Trennung der neun Datenfelder):

LOC+172+::87:AT699999.00000.AT006009.AT600129.VB.00

4. Bildung von Datenaggregaten bei SLP

Das Verbrauchsaggregat je Bilanzgruppe und Versorger beinhaltet je Clearingperiode den tatsächlichen Verbrauchswert der lastprofilgemessenen Netzbenutzer und den Verbrauchswert der nicht lastprofilgemessenen Netzbenutzer.

Der Verbrauchswert der nicht lastprofilgemessenen Netzbenutzer wird aus dem Monatsverbrauchswert gebildet.

Der Monatsverbrauchswert wird aus dem Monatsabschnitt des Jahresprofils ermittelt, welches vom Jahresverbrauchswert und vom Standardlastprofil abgeleitet wird. Die Berechnung der Monatsverbrauchswerte erfolgt immer für ganze Monate.

Der Jahresverbrauchswert wird auf 365 Tage normiert und auf Basis von vereinbarten oder tatsächlich gemessenen und abgelesenen Werten ermittelt.

Aufgrund der rollierenden Ablesung ist die Anpassung des Jahresverbrauchswertes laufend erforderlich. Damit einhergehend, ändern sich auch der Monatsverbrauchswert und der Verbrauchswert je Clearingperiode.

Die Änderungen werden mit Beginn des der Abrechnung folgenden Monats gültig (z.B. Ablesung am 20.6 und Abrechnung am 15.7. ergibt Änderung per 1.8.). Kann die Abrechnung nicht bis spätestens fünf Tage vor Ablauf des Monats übermittelt werden, verschiebt sich die Gültigkeit der Änderung um einen Monat. Es ist möglich, den JYW nach erfolgter Abrechnung rückwirkend zum Ablesezeitpunkt bzw. zum vorangegangenen Monatsersten gültig zu setzen, sofern gewährleistet ist, dass alle beteiligten Empfänger idente Zeitreihen vom Netzbetreiber erhalten.

5. Edig@s

Edig@s soll in der Version 4 oder höher, gemäß den Spezifikationen der Edig@s Arbeitsgruppe der EASEE-gas verwendet werden. Standardmäßig ist die Kommunikation einer XML-Datei über das AS2 Webprotokoll angedacht.

Abweichungen vom Standard in **Abs. 1** sind mit dem jeweiligen Vertragspartner bilateral abzustimmen.

6. KISS-A

7. MSCONS

7.1. Grundsätzliches zu EDIFACT/MSCONS

In Österreich wird generell eine Untermenge von MSCONS (UN/EDIFACT D.99A) in der Version der VDEW-Spezifikation 1.5a vom 13.03.2001 verwendet. Eine entsprechende Beschreibung liegt diesem Dokument als Anhang bei. Prinzipiell müssen alle in diesem Dokument definierten Segmente von einem empfangenden EDIFACT/MSCONS Konverter ohne Fehlermeldung akzeptiert werden. Es müssen jedoch nur die in der nachfolgenden Segmentbeschreibung definierten Segmente interpretiert werden, der Inhalt sonstiger durch MSCONS/EDIFACT definierten Segmente kann ignoriert werden.

Alle nachfolgend beschriebene Segmente sind MUSS-Felder, das heißt, sie müssen in einer Nachricht in jedem Fall enthalten sein, es sei denn, es wird ausdrücklich erwähnt, dass das Segment entfallen kann.

Neu vorliegende Spezifikationen werden einvernehmlich eingeführt.

7.1.1 Steuernachrichten

Derzeit werden die MSCONS Nachrichten vom Sender getriggert versendet, es werden keine Steuernachrichten verwendet (REQDOC, APERAK, CONTROL). Rückmeldungen (DATA_QUIT) werden nicht in EDIFACT codiert.

Es wird empfohlen, den Segmenttrenner „, ’ “ noch um <CRLF> zu erweitern, um die Lesbarkeit des MSCONS Files zu erhöhen. Diese <CRLF> sind vom empfangenden Konverter zu überlesen.

Lt. EDIFACT Standard, können die Trennzeichen durch Senden eines optionalen UNA Segments für das aktuell übertragene File umdefiniert werden. Die Verwendung dieses Segments mit Nicht Standard Trennzeichen ist in Österreich nicht zulässig.

7.1.2 Segmentwiederholungen

Der EDIFACT Standard definiert für jedes Segment eine maximale Anzahl von Wiederholungen. Beispielsweise kann das Segment 5 (definiert den Liefer-, bzw. Bezugsort) 99999 mal wiederholt werden. Die Anzahl der zulässigen Wiederholungen wird wie folgt eingeschränkt:

Segment 5 (Liefer-/Bezugsort, Lokation): 10 bei Übertragung von Monatsaggregaten, damit wird die Dateigröße auf ca. 2,5 MB begrenzt. Bei Einzelwerten wird die Anzahl der Wiederholungen auf 10000 begrenzt.

Segment 10 (Mengenangaben mit Zeitstempel): 3000, damit lassen sich die Stundenwerte eines Monats übertragen.

7.1.3 Behandlung der Sommerzeit

Die Sommerzeit zeichnet sich dadurch aus, dass für den Zeitraum vom letzten Sonntag im März eines Jahres 2 Uhr bis zum letzten Sonntag im Oktober 2 Uhr die Lokalzeit gegenüber der Normalzeit um eine Stunde nach vor verschoben wird, das heißt, das am Umschalttag im Frühjahr eine Stunde fehlt und am Umschalttag im Herbst eine zusätzliche Stunde eingeschoben wird. Bei der Darstellung der Zeitstempel in MSCONS wird dazu das EDIFACT Datumsformat 303 verwendet, das die neben der Angabe von Datum und Uhrzeit auch die Angabe eines Offsets erlaubt. Als Basis für die Zeitverschiebung wird allerdings nicht die bei uns übliche MET genommen, sondern die UTC („Weltzeit“). Damit ergibt sich ein Offset der MET zu UTC im Winter von +1, im Sommer von +2.

Prinzipiell kann daher eine Zeitreihe in MSCONS in jeder beliebigen Zeitzone übertragen werden, für Österreich sind die folgenden 3 Möglichkeiten zugelassen:

1. Übertragung in UTC

Beispiel Umschaltung Winter -> Sommer (Stunde fehlt):

<u>Lokalzeit</u>	<u>UTC</u>	<u>Darstellung im Datumsformat 303</u>
31.03.2002 01:00	31.03.2002 00:00	200203310000+00
31.03.2002 03:00	31.03.2002 01:00	200203310100+00
31.03.2002 04:00	31.03.2002 02:00	200203310200+00

Beispiel Umschaltung Sommer -> Winter (zusätzliche Stunde):

<u>Lokalzeit</u>	<u>UTC</u>	<u>Darstellung im Datumsformat 303</u>
27.10.2002 01:00	26.10.2002 23:00	200210262300+00
27.10.2002 2A:00	27.10.2002 00:00	200210270000+00
27.10.2002 2B:00	27.10.2002 01:00	200210270100+00
27.10.2002 03:00	27.10.2002 02:00	200210270200+00

2. Übertragung in Normalzeit („Winterzeit“)

Beispiel Umschaltung Winter -> Sommer (Stunde fehlt):

<u>Lokalzeit</u>	<u>UTC</u>	<u>Darstellung im Datumsformat 303</u>
31.03.2002 01:00	31.03.2002 00:00	200203310100+01
31.03.2002 03:00	31.03.2002 01:00	200203310200+01
31.03.2002 04:00	31.03.2002 02:00	200203310300+01

Beispiel Umschaltung Sommer -> Winter (zusätzliche Stunde):

<u>Lokalzeit</u>	<u>UTC</u>	<u>Darstellung im Datumsformat 303</u>
27.10.2002 01:00	26.10.2002 23:00	200210270000+01
27.10.2002 2A:00	27.10.2002 00:00	200210270100+01
27.10.2002 2B:00	27.10.2002 01:00	200210270200+01
27.10.2002 03:00	27.10.2002 02:00	200210270300+01

3. Übertragung in Lokalzeit

Beispiel Umschaltung Winter -> Sommer (Stunde fehlt):

<u>Lokalzeit</u>	<u>UTC</u>	<u>Darstellung im Datumsformat 303</u>
31.03.2002 01:00	31.03.2002 00:00	200203310100+01
31.03.2002 03:00	31.03.2002 01:00	200203310300+02
31.03.2002 04:00	31.03.2002 02:00	200203310400+02

Beispiel Umschaltung Sommer -> Winter (zusätzliche Stunde):

Lokalzeit	UTC	Darstellung im Datumsformat 303
27.10.2002 01:00	26.10.2002 23:00	200210270100+02
27.10.2002 2A:00	27.10.2002 00:00	200210270200+02
27.10.2002 2B:00	27.10.2002 01:00	200210270200+01
27.10.2002 03:00	27.10.2002 02:00	200210270300+01

Achtung: Da im Datumsformat das Zeichen „+“ verwendet wird, welches aber auch als EDIFACT Trennzeichen verwendet wird, muss im MSCONS File dem Plus immer ein „?“ (Escape Character) vorangesetzt werden!

7.1.4 Nachkommastellen

In allen Nachrichten darf im QTY Segment die Anzahl der Nachkommastellen 5 nicht überschreiten.

7.1.5 Konvention für die Segmentdokumentation:

SEGMENT	Beschreibung des Segments		
Datenelement- -gruppe: Datenelement	Typ ³	Beschreibung des Datenelements	<i>Kursive Schrift bedeutet eine nähere Erläuterung, wie der Inhalt des Datenelements gesetzt werden soll (muss)</i>
Datenelement- -gruppe: Datenelement	Typ	Beschreibung des Datenelements	Nicht kursive Schrift bedeutet eine konstante Besetzung des Datenelements mit dem angegebenen Wert
Datenelement	Typ	Beschreibung des Datenelements	
Beispiel für ein Segment			

³ z.B. AN..35 bedeutet alphanumerisch mit max. 35 Zeichen, N3 bedeutet numerisch mit max. 3 Stellen (inklusive Komma).

7.1.6 Kennzeichnung der Zählerdatentypen

Die einzelnen Zählerdatentypen, wie z.B. Energiebezug/-lieferung etc., werden im PIA Segment einer MSCONS-Nachricht durch die OBIS-Kennzahlen identifiziert.

Die OBIS („Object Identification System“) Kennzahlen sind internationaler Standard und in IEC 62056-61 für das Medium elektrische Energie veröffentlicht. In Österreich werden für den Gasmarkt ebenfalls die OBIS Kennzahlen in Analogie zum Strommarkt verwendet.

Eine OBIS-Kennzahl hat die folgende Struktur:

Medium	-	Kanal	:	Messgröße	.	Messart	.	Tarif	*	Vorwert
M		KK		GG		AA		T		VV

Die Kennzahlen sind wie folgt zu setzen:

M: 7 (Gas)

KK: 1 bei Übertragung von Aggregaten an den BKO, BGV bzw. Versorger, sowie bei Übertragung von Einzeldaten der Netzbenutzer

GG: 1 (Gasmenge Lieferung an Kunden)

2 (Gasmenge Bezug vom Kunden)

7 (Zustandszahl)

12 (Normkubikmeter, Lieferung an Kunde)

13 (Normkubikmeter, Bezug vom Kunden)

15 (Druck in bar absolut)

16 (Temperatur in Grad Celsius)

21 (Betriebskubikmeter, Lieferung an Kunden)

22 (Betriebskubikmeter, Bezug vom Kunden)

41 (Brennwert in kWh/Nm³)

AA: 9 (Energiewert)

T: 0 (Summe über alle Tarife)

VV 1 (Jahresverbrauchswert, entfällt bei aktuellen Energiemengen)

Jahresverbrauchswert sollte immer mitgeschickt werden

Bei Lastgängen ist nach der eigentlichen OBIS Kennzahl noch „P.01“ anzufügen

Damit ergeben sich die folgenden zulässigen OBIS Kennzahlen:

1. Zeitreihen eines LPZ in kWh

7-1:1.9.0 P.01 Lastgang 1 h Energiewerte, Lieferung an Kunden

7-1:2.9.0 P.01 Lastgang 1 h Energiewerte, Bezug vom Kunden

2. Einzelwerte in kWh

7-1:1.9.0 Energiewert für Ablesezeitraum, Lieferung an Kunden

7-1:2.9.0 Energiewert für Ablesezeitraum, Bezug vom Kunden

immer gemeinsam mit:

7-1:1.9.0*1 Jahresverbrauchswert für Clearingaggregate, Lieferung an Kunden

7-1:2.9.0*1 Jahresverbrauchswert für Clearingaggregate, Bezug vom Kunden

Im Segment C186:6411 ist als Maßeinheit KWH zu verwenden, wenn die Daten in Kilowattstunden normiert sind.

Achtung: Da die OBIS-Kennzahl das EDIFACT Trennzeichen „:“ enthält, muss es in der MSCONS Nachricht mit „?“ „escapt“ werden.

1. Zeitreihen eines LPZ in Nm³

7-1:12.9.0 P.01 Lastgang 1 h Mengenwert, Lieferung an Kunden

7-1:13.9.0 P.01 Lastgang 1 h Mengenwert, Bezug vom Kunden

2. Einzelwerte in Nm³
 - 7-1:12.9.0 Mengenwert für Ablesezeitraum, Lieferung an Kunden
 - 7-1:13.9.0 Mengenwert für Ablesezeitraum, Bezug vom Kunden

Im Segment C186:6411 ist als Maßeinheit MQ5 zu verwenden, wenn die Daten in Normkubikmeter normiert sind.

1. Zeitreihen eines LPZ in Bm³
 - 7-1:21.9.0 P.01 Lastgang 1 h Mengenwert, Lieferung an Kunden
 - 7-1:22.9.0 P.01 Lastgang 1 h Mengenwert, Bezug vom Kunden
2. Einzelwerte in Nm³
 - 7-1:21.9.0 Mengenwert für Ablesezeitraum, Lieferung an Kunden
 - 7-1:22.9.0 Mengenwert für Ablesezeitraum, Bezug vom Kunden

Im Segment C186:6411 ist als Maßeinheit BM3 zu verwenden, wenn die Daten in Betriebskubikmeter normiert sind.

Werden Zustandszahl, Druck, Temperatur und Brennwert (oberer Heizwert) als Zeitreihen bzw. Einzelwerte in MSCONS gesendet, sind folgende OBIS Kennzahlen zu verwenden:

1. Zustandszahl
 - 7-1:7.9.0 P.01 Dynamischer Wert als Zeitreihe (Auslesung über Mengenumwerter)
 - 7-1:7.9.0 Statischer Wert (rechnerisch ermittelt)
2. Druck
 - 7-1:15.9.0 P.01 Dynamischer Wert als Zeitreihe (Auslesung über Mengenumwerter)
 - 7-1:15.9.0 Statischer Wert (rechnerisch ermittelt)
3. Temperatur
 - 7-1:16.9.0 P.01 Dynamischer Wert als Zeitreihe (Auslesung über Mengenumwerter)
 - 7-1:16.9.0 Statischer Wert (rechnerisch ermittelt)
4. Brennwerte (oberer Heizwert)
 - 7-1:41.9.0 P.01 Dynamischer Wert als Zeitreihe (Auslesung über Brennwertmessgerät)
 - 7-1:41.9.0 Statischer Wert (rechnerisch ermittelt)

Im Segment C186:6411 ist für die Zustandszahl als Maßeinheit ZZA zu verwenden, für den Druck BAR, für die Temperatur CEL und für den Brennwert ZZB.

7.2 Nachrichten an/vom BKO

Hier wird zwischen aggregierten Messdaten je Netz und Lieferant vom Netzbetreiber an den BKO und den aggregierten Fahrpläne vom BGV bzw. RZF an den BKO unterschieden. In diesem Dokument wird nur das Format für aggregierte Messdaten beschrieben.

Für die Übertragung der Angebote für Ausgleichsvolumen bzw. für die abgerufenen Angebote zwischen BKO und RZF wird in der Regelzone Ost ebenfalls MSCONS verwendet, wobei hier eine zwischen RZF und BKO bilateral vereinbarte Datenpunktsbezeichnung für die Angebote verwendet wird.

7.2.1 Aggregierte Lastgänge

Diese Nachrichten müssen spätestens im Monat nach Ende der Abrechnungsperiode (dzt. monatlich) für das erste Clearing, bzw. 14 Monate nach Ende der Abrechnungsperiode für das zweite Clearing in dem in den Marktregeln festgesetztem Zeitraum bei der Verrechnungsstelle eingetroffen sein. Die Dateninhalte entsprechen den Zeitreihen der Komponenten und werden für die Ermittlung und Abrechnung der Ausgleichsenergie verwendet. Prinzipiell können Teile der Zeitreihen auch unmittelbar nach Vorliegen übertragen werden, wobei bei zeitlichen Überschneidungen die neueren Daten die älteren überschreiben. Aggregierte Lastgänge werden in MSCONS übertragen.

Die Struktur der Datendateien für erstes und zweites Clearing ist identisch, sie wird daher nachfolgend nur einmal beschrieben.

7.2.2 Segmentbeschreibung MSCONS

UNB	Eröffnet und identifiziert Übertragungsdatei		
S001:0001	a4	Syntaxkennung	UNOC
S001:0002	n1	Syntax-Versionsnummer	3
S002:0004	an..35	Absenderbezeichnung	<i>EC-Nummer inkl. Länderkennung</i>
S002:0007	an..4	Qualifier	<i>ZZ</i>
S003:0010	an..35	Empfängerbezeichnung	<i>EC-Nummer inkl. Länderkennung</i>
S003:0007	an..4	Qualifier	<i>ZZ</i>
S004:0017	n6	Datum der Erstellung	<i>Erstelldatum im Format JJMMTT</i>
S004:0019	n4	Zeitpunkt der Erstellung	<i>Erstellzeit im Format HHMM</i>
0020	an..14	Datenaustauschreferenz	<i>Eindeutige Dateireferenz, vergeben vom Sender</i>
UNB+UNOC:3+AT908009:ZZ+AT909999:ZZ+000328:1800+00000010'			

UNH	Nachrichtenkopfsegment		
0062	an..14	Nachrichtenreferenznummer	<i>Eindeutige Nachrichtenreferenz, vergeben vom Sender</i>
S009:0065	an..6	Nachrichtentyp – Kennung	MSCONS
S009:0052	an..3	Versionsnummer des Nachrichtentyps	D
S009:0054	an..3	Freigabenummer des Nachrichtentyps	99A
S009:0051	an..2	Verwaltende Organisation	UN
UNH+00000001+MSCONS:D:99A:UN'			

BGM	Beginn der Nachricht		
C002:1001	an..3	Dokumenten- /Nachrichtenname, codiert	7 (=Prozessdatenbericht)
C002:1131	an..3	Codeliste, Qualifier	Leer
C002:3055	an..3	Verantwortliche Stelle für Codepflege	5
C106:1004	an..35	Dokumenten- /Nachrichtenummer	<i>EDI Nachrichtenennung, vergeben vom Absender. Diese Kennung identifiziert diese Nachricht eindeutig je Absender</i>
1225	an..3	Nachrichtenfunktion, codiert	9 (=Original)
BGM+7::5+STE4711+9'			

DTM	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne		
C507:2005	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Qualifier	137 (=Dokumenten/Nachrichten/Datum/Zeit)
C507:2380	an..35	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne	<i>Dokumentendatum im Format JJJMMTTHHm.- Dieses Datum dient als Kriterium für die Aktualität der Nachricht. Daten in Nachrichten jüngerer Datums überschreiben Daten von Nachrichten älterer Datums für denselben Datenpunkt und Zeitstempel.</i>
C507:2379	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Formatqualifier	203
DTM+137:200003280000:203'			

NAD	Name und Anschrift („von wem?“)		
3035	an..3	Beteiligter, Qualifier	MS (=Nachrichtensender)
C082:3039	an..35	Identifikation des Beteiligten	<i>EC-Nummer des Senders inkl. Länderkennung</i>
C082:1131	an..3	Codeliste, Qualifier	Leer
C082:3055	an..3	Verantwortliche Stelle für die Codepflege, codiert	60 (=Nationale Organisation)
NAD+MS+AT908009::60'			

DTM	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne (Gesamtzeitraum der Nachricht)		
C507:2005	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Qualifier	163 (=Prozessdatum/-zeit, Anfang)
C507:2380	an..35	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne	Von - Zeitstempel des ersten Menge im Format JJJJMMTTHHmZZZ (mit UTC - Offset)
C507:2379	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Formatqualifier	303
DTM+163:200003271200?+01:303'			

DTM	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne (Gesamtzeitraum der Nachricht)		
C507:2005	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Qualifier	164 (=Prozessdatum/-zeit, Ende)
C507:2380	an..35	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne	Bis - Zeitstempel des letzten Menge im Format JJJJMMTTHHmZZZ (mit UTC - Offset)
C507:2379	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Formatqualifier	303
DTM+164:200003271215?+01:303'			

LIN	Positionsdaten		
1082	n..6	Positionsnummer	1 (keine Positionen innerhalb der LOC!)
LIN+1'			

PIA	Zusätzliche Produktinformation		
4347		Produkt Identifikationsfunktion, Qualifier	– 5 (=Produktidentifikation)
C212:7140	an..35	Produkt-/Leistungsnummer	7-1:1.9.0 P.01 <i>Lieferung an Kunden</i> 7-1:2.9.0 P.01 <i>Bezug von Kunden</i> <i>wobei Kunde der Lieferant bzw. BGV oder das</i> <i>Nachbarnetz ist</i>
C212:7143	an..3	Produkt-/Leistungsnummer, Art, codiert	MP (=Produktidentifikationsnummer)
C212:1131	an..3	Codeliste, Qualifier	<i>Leer</i>
C212:3055	an..3	Verantwortliche Stelle für die Codepflege, codiert	174 (=DIN)

QTY	Menge		
C186:6063	an..3	Menge, Qualifier	46 (=gelieferte Menge) oder 79 (=summierter Wert, wird wie 46 als gültiger Wert interpretiert) oder 99 (=Ersatzwert - geschätzt - für einen Lastgangswert, wird für die Abrechnung wie 46 als gültiger Wert interpretiert) oder
C186:6060	n..15	Menge	Menge
C186:6411	an..3	Maßeinheit, Qualifier	KWH (=Arbeitswert in Kilowattstunden) MQ5 (=Norm-m ³) BM3 (=Betriebs-m ³) ZZB (=Oberer Heizwert, =Brennwert in kWh/Nm ³) BAR (=Druck in bar absolut) CEL (=Temperatur in Grad Celsius) ZZA (=Zustandszahl)
QTY+46:12345.000000000:KWH'			

Zusätzliches Segment für den für die angegebene Menge (Segment C186:6060) ermittelten bzw. abgelesenen Zählerstandendstand.

DTM	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne (Zeitraum für eine Mengeangabe)		
C507:2005	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Qualifier	163 (=Prozessdatum/-zeit, Anfang)
C507:2380	an..35	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne	Von - Zeitstempel der Menge im Format JJJJMMTTHHmmZZZ (mit UTC - Offset)
C507:2379	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Formatqualifier	303
DTM+163:200003271200?+01:303'			

DTM	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne (Zeitraum für eine Mengeangabe)		
C507:2005	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Qualifier	164 (=Prozessdatum/-zeit, Ende)
C507:2380	an..35	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne	<i>Bis - Zeitstempel der Menge im Format JJJMMTTHHmmZZZ (mit UTC - Offset)</i>
C507:2379	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Formatqualifier	303
DTM+164:200003271215?+01:303'			

UNT	Nachrichten – Endesegment		
0074	n..6	Anzahl der Segmente in einer Nachricht	
0062	an..14	Nachrichten – Referenznummer	<i>Wiederholung der Referenznummer im UNH Segment</i>
UNT+46+00000001'			

UNZ	Nutzdaten – Endesegment		
0036	n..6	Datenaustauschzähler	<i>Anzahl der Nachrichten in der Übertragungsdatei</i>
0020	an..14	Datenaustauschreferenz	<i>Wiederholung der Referenznummer im UNB Segment</i>
UNZ+1+00000010'			

Diese Nachrichten sind ebenfalls in MSCONS codiert. Nachfolgend sind die einzelnen Segmente beschrieben, sowie einige Beispiele angeführt.

Zur Unterscheidung der einzelnen Datenarten (Arbeitswerte, Vorjahresverbräuche, Lastgänge)

wird die OBIS-Kennzahl herangezogen.

UNB		Eröffnet und identifiziert Übertragungsdatei	
S001:0001	a4	Syntaxkennung	UNOC
S001:0002	n1	Syntax-Versionsnummer	3
S002:0004	an..35	Absenderbezeichnung	<i>EC-Nummer inkl. Länderkennung</i>
S002:0007	an..4	Qualifier	<i>ZZ</i>
S003:0010	an..35	Empfängerbezeichnung	<i>EC-Nummer inkl. Länderkennung</i>
S003:0007	an..4	Qualifier	<i>ZZ</i>
S004:0017	n6	Datum der Erstellung	<i>Erstelldatum im Format JJMMTT</i>
S004:0019	n4	Zeitpunkt der Erstellung	<i>Erstellzeit im Format HHMM</i>
0020	an..14	Datenaustauschreferenz	<i>Eindeutige Dateireferenz, vergeben vom Sender</i>
UNB+UNOC:3+AT908009:ZZ+AT771100:ZZ+000328:1800+00000010'			

UNH		Nachrichtenkopfsegment	
0062	an..14	Nachrichtenreferenznummer	<i>Eindeutige Nachrichtenreferenz, vergeben vom Sender</i>
S009:0065	an..6	Nachrichtentyp – Kennung	MSCONS
S009:0052	an..3	Versionsnummer des Nachrichtentyps	D
S009:0054	an..3	Freigabenummer des Nachrichtentyps	99A
S009:0051	an..2	Verwaltende Organisation	UN
UNH+00000001+MSCONS:D:99A:UN'			

BGM		Beginn der Nachricht	
C002:1001	an..3	Dokumenten- /Nachrichtenname, codiert	<i>7 (=Prozessdatenbericht)</i>
C002:1131	an..3	Codeliste, Qualifier	<i>Leer</i>
C002:3055	an..3	Verantwortliche Stelle für Codepflege	5
C106:1004	an..35	Dokumenten- /Nachrichtennummer	<i>EDI Nachrichtennummer, vergeben vom Absender</i>
1225	an..3	Nachrichtenfunktion, codiert	<i>9 (=Original)</i>
BGM+7:::5+ZDA4711+9'			

DTM	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne		
C507:2005	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Qualifier	137 (=Dokumenten/Nachrichten/Datum/Zeit)
C507:2380	an..35	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne	Dokumentendatum im Format JJJJMMTTHHmm
C507:2379	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Formatqualifier	203
DTM+137:200103120000:203'			

NAD	Name und Anschrift		
3035	an..3	Beteiligter, Qualifier	MS (=Nachrichtensender)
C082:3029	an..35	Identifikation des Beteiligten	EC-Nummer des Senders inkl. Länderkennung
C082:1131	an..3	Codeliste, Qualifier	Leer
C082:3055	an..3	Verantwortliche Stelle für die Codepflege, codiert	60 (=Nationale Organisation)
NAD+MS+AT908009::60'			

NAD	Name und Anschrift		
3035	an..3	Beteiligter, Qualifier	MR (=Nachrichtenempfänger)
C082:3039	an..35	Identifikation des Beteiligten	EC-Nummer des Empfängers inkl. Länderkennung
C082:1131	an..3	Codeliste, Qualifier	Leer
C082:3055	an..3	Verantwortliche Stelle für die Codepflege, codiert	60 (=Nationale Organisation)
NAD+MR+AT771100::60'			

UNS	Abschnittskontrollsegment		
0081	a1	Abschnittskennung, codiert	D (=Trennung Kopf-/Positionsteil)
UNS+D'			

NAD		Name und Anschrift	
3035	an..3	Beteiligter, Qualifier	DP (=Lieferanschrift)
C082:3039	an..35	Identifikation des Beteiligten	EC-Nummer des Lieferanten, dem der Zählpunkt im LOC-Segment zugeordnet ist.
C082:1131	an..3	Codeliste, Qualifier	Leer
C082:3055	an..3	Verantwortliche Stelle für die Codepflege, codiert	60 (=Nationale Organisation)
NAD+HN+AT908009::60'			

LOC		Ortsangabe	
3227	an..3	Ortsangabe, Qualifier	172 (=Bezugspunkt)
C517:3225	an..25	Ortsangabe, Identifikation	Leer
C517:1131	an..3	Codeliste, Qualifier	Leer
C517:3055	an..3	Verantwortliche Stelle für die Codepflege, codiert	87 (=vergeben vom Netzbetreiber, vom BKO)
C517:3224	an..70	Ortsangabe	Zählpunktnummer , Teil F "Zählwerterfassung und Zählwertübertragung", Pkt. 2.2
LOC+172+::87:AT908009000000000000000000000019AX22'			

DTM		Datum/Uhrzeit/Zeitspanne (Gesamtzeitraum der Nachricht)	
C507:2005	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Qualifier	163 (=Prozessdatum/-zeit, Anfang)
C507:2380	an..35	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne	Von - Zeitstempel des ersten Menge im Format JJJJMMTTHHmZZZ (mit UTC - Offset)
C507:2379	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Formatqualifier	303
DTM+163:200003020000?+01:303'			

DTM	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne (Gesamtzeitraum der Nachricht)		
C507:2005	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Qualifier	164 (=Prozessdatum/-zeit, Ende)
C507:2380	an..35	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne	<i>Bis - Zeitstempel des letzten Menge im Format JJJJMMTTHHmmZZZ (mit UTC - Offset)</i>
C507:2379	an..3	Datum/Uhrzeit/Zeitspanne, Formatqualifier	303
DTM+164:200103050000?+01:303'			

LIN	Positionsdaten		
1082	n..6	Positionsnummer	<i>Von 1 bis Anzahl der zu einem Zählpunkt gehörigen Werte, wie z.B. Jahresverbrauchswert, Tarilmengen etc.</i>
LIN+1'			

PIA	Zusätzliche Produktinformation		
4347		Produkt Identifikationsfunktion, Qualifier	– 5 (=Produktidentifikation)
C212:7140	an..35	Produkt-/Leistungsnummer	<i>OBIS- Kennzahl</i>
C212:7143	an..3	Produkt-/Leistungsnummer, Art, codiert	<i>MP (=Produktidentifikationsnummer)</i>
C212:1131	an..3	Codeliste, Qualifier	<i>Leer</i>
C212:3055	an..3	Verantwortliche Stelle für die Codepflege, codiert	174 (=DIN)
PIA+5+7-1?:1.9.0:MP::174' <i>Lieferung an den Kunden in kWh</i>			
PIA+5+7-1?:1.9.0*1:MP::174' <i>Lieferung Jahresverbrauchswert (Siehe DTM unten) in kWh</i>			
PIA+5+7-1?:2.9.0:MP::174' <i>Bezug vom Kunden in kWh</i>			
PIA+5+7-1?:2.9.0*1:MP::174' <i>Bezug Jahresverbrauchswert (Siehe DTM unten) in kWh</i>			
PIA+5+7-1?:1.9.0 P.01:MP::174' <i>Lastprofil Lieferung an den Kunden in kWh</i>			

QTY	Menge		
C186:6063	an..3	Menge, Qualifier	46 (=gelieferte Menge) oder 99 (=Ersatzwert – geschätzt)
C186:6060	n..15	Menge	Menge
C186:6411	an..3	Maßeinheit, Qualifier	KWH (=Arbeitswert in Kilowattstunden)
QTY+46:12345.00000:KWH'			

DTM+164:200102010015?+01:303 '
QTY+46:00000001256.000:KWT '
DTM+163:200102010015?+01:303 '
DTM+164:200102010030?+01:303 '
QTY+46:00000001359.000:KWT '
DTM+163:200102010030?+01:303 '
DTM+164:200102010045?+01:303 '
QTY+46:00000001578.000:KWT '
DTM+163:200102010045?+01:303 '
DTM+164:200102010100?+01:303 '
UNT+00000025+0000000001 '
UNZ+1+0000000080 '