

Vorblatt

Inhalt:

Mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf werden Festlegungen zum Netzzugang und zur Bilanzierung gemäß § 41 GWG 2011 getroffen und die Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 abgeändert.

Alternativen:

Keine.

Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich:

Effiziente und marktbasierende Mechanismen zur Kapazitätszuweisung in Erdgasnetzen sowie damit zusammenhängende Bilanzierungsregeln fördern einen wettbewerbsfähigen, EU-weit integrierten Erdgasmarkt und tragen zu einer sicheren und kostengünstigen Erdgasversorgung bei.

Finanzielle Auswirkungen:

Keine Auswirkungen auf Bundes- oder Landesbudgets.

Verhältnis zu Rechtsvorschriften der Europäischen Union:

Mit den vorgesehenen Regelungen wird das im Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011 abgebildete Regulierungsregime der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, unter Berücksichtigung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen, umgesetzt.

Besonderheiten des Normsetzungsverfahrens:

Die Verordnung wird gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz vom Vorstand der E-Control erlassen. Gemäß § 41 Abs. 1 GWG 2011 ist eine öffentliche Konsultation zu den beabsichtigten Festlegungen durchzuführen; zudem ist die Verordnung gemäß § 19 Energie-Control-Gesetz dem Regulierungsbeirat vorzulegen.

Erläuterungen

Allgemeiner Teil

Mit der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO) wurde ab dem 1. Jänner 2013 im Marktgebiet Ost bzw. 1. Oktober 2013 in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg ein neues Gasmarktmodell in Österreich erfolgreich umgesetzt.

Mit der vorliegenden Novelle entfallen einerseits Bestimmungen, die nunmehr explizit in der Verordnung (EU) Nr. 2017/459, der Neuerlassung des Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen („CAM NC“), geregelt sind. Andererseits wird eine Regelung zur Kapazitätskonvertierung auf Basis des CAM NC ergänzt. Überdies wird die Verordnung um Regelungen für den Netzzugang von Speicherunternehmen sowie Produzenten und Erzeugern von biogenem Gas ergänzt. Anpassungen werden zudem bei der Ermittlung von Netzverlusten und Eigenverbrauch der besonderen Bilanzgruppen und hinsichtlich der Datenbereitstellung von Endverbrauchern mit Lastprofilzählern durch die Verteilernetzbetreiber vorgenommen. Änderungen gibt es darüber hinaus hinsichtlich einer Vorlaufzeitverkürzung von Mengenanmeldungsänderungen und bei der Bestimmung des dafür notwendigen Datenformats und Kommunikationswegs.

Besonderer Teil

Zu § 2:

Abs. 1 Z 6:

Es wird klargestellt, dass eine frei zuordenbare Kapazität einen festen, also nicht unterbrechbaren, Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt gewährleistet.

Abs. 1 Z 4, 9, 10, 15, 17 und 18 alt:

Diese bisherigen Begriffsbestimmungen entfallen, da sie im Verordnungstext nicht mehr vorkommen oder bereits in der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 (CAM NC) definiert sind.

Abs. 1 Z 18 neu:

Der Verweis auf den CAM NC wird entsprechend der Neuerlassung auf die nun gültige Verordnung (EU) Nr. 2017/459 geändert.

Abs. 2:

Es wird ein Verweis auf die Verordnung (EU) Nr. 2017/459 (CAM NC) ergänzt und darauf hingewiesen, dass dort enthaltene Begriffsbestimmungen zur Anwendung kommen.

Zu § 2 Abs. 3:

Es wird ein Hinweis ergänzt, dass personenbezogene Begriffe keine geschlechtsspezifische Bedeutung haben.

Zu §§ 5 alt, 8, 9 und 10:

Die Regelungen zu Ein- und Ausspeisungen, Vertragslaufzeiten, Online-Plattform für das Angebot von Kapazitäten und Sekundärmarkt für Ein- und Ausspeisekapazitäten entfallen, da diese Bestimmungen bereits in der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 (CAM NC) enthalten sind und somit in der vorliegenden Verordnung obsolet wurden. Verweise auf diese entfallenen Regelungen innerhalb der vorliegenden Verordnung werden entsprechend angepasst bzw. gelöscht.

Zu § 5 neu:

Mit der Einführung der verpflichtenden gebündelten Vermarktung von Kapazität an Grenzkopplungspunkten mit Inkrafttreten des CAM NC am 1. November 2015, stellt sich für Netzbenutzer, die nicht korrespondierende ungebündelte feste Ein- oder Ausspeisekapazität an einem Buchungspunkt kontrahiert hatten, das Problem, dass die (Ergänzungs-)Buchung der korrespondierenden ungebündelten Kapazität auf der anderen Seite des Buchungspunkts in vielen Fällen nicht möglich ist. Um die wirtschaftlichen Nachteile für jene Netzbenutzer zu vermeiden, die durch Buchung von gebündelter Ein- oder Ausspeisekapazität auf einer Seite des Buchungspunkts Kapazität doppelt kaufen mussten, zu vermeiden, wird eine Regelung über die Kapazitätsumwandlung gemäß Art. 21 Abs. 3 Verordnung (EU) Nr. 2017/459 (CAM NC) ergänzt. Netzbenutzern muss es nach entsprechenden Vorgaben fortan ermöglicht werden, ungebündelte Kapazität in gebündelte Kapazität umwandeln zu können.

Fernleitungsnetzbetreiber sind demnach verpflichtet, Netzbenutzern einen Kapazitätsumwandlungsdienst für nicht korrespondierende ungebündelte feste Ein- oder Ausspeisekapazität, die bis inklusive 6. März 2017 gebucht wurde, anzubieten. Für Verträge über nicht korrespondierende ungebündelte feste Ein- oder Ausspeisekapazität, die nach dem 6. März 2017 abgeschlossen wurden, ist eine Kapazitätsumwandlung nicht möglich (siehe § 46 Abs. 6).

Voraussetzung für die Kapazitätsumwandlung ist, dass betroffene Netzbenutzer erfolgreich an einer Jahres-, Quartals- oder Monats-Auktion von gebündelter frei zuordenbare Ein- oder Ausspeisekapazität teilnehmen. Die Kapazitätsumwandlung ist nur in jenem Umfang möglich, in dem gebündelte frei zuordenbare Ein- oder Ausspeisekapazität doppelt gekauft wird. Ebenso ist eine Kapazitätsumwandlung nur für jene Dauer möglich, für die gebündelte frei zuordenbare Ein- oder Ausspeisekapazität doppelt gekauft wird.

Nach erfolgreicher Kapazitätsumwandlung wird dem Netzbenutzer für jenen Kapazitätsanteil und für jene Dauer, für welche gebündelte frei zuordenbare Ein- oder Ausspeisekapazität doppelt gekauft wurde, das Entgelt (nicht jedoch ein allfälliger Auktionsaufschlag) für die nicht korrespondierende ungebündelte feste Ein- oder Ausspeisekapazität nicht verrechnet. Der Netzbenutzer zahlt somit nicht doppelt, sondern nur den aus der Jahres-, Quartals- oder Monats-Auktion resultierenden Gesamtpreis (Startpreis und den in der Auktion erzielten Aufschlag).

Die Abwicklung der Kapazitätsumwandlung erfolgt nach der erfolgreichen Teilnahme eines Netzbenutzers in einer Jahres-, Quartals- oder Monats-Auktion von gebündelter frei zuordenbare Ein- oder Ausspeisekapazität. Dazu hat der Netzbenutzer mittels eines von den Fernleitungsnetzbetreibern im Internet zu veröffentlichenden Standardformulars die Kapazitätsumwandlung dem Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber innerhalb von fünf Arbeitstagen nach der Jahres-, Quartals- oder Monats-Auktion anzuzeigen. Das Standardformular ist vor der Veröffentlichung der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber bieten die Kapazität, die im Rahmen des Kapazitätsumwandlungsdiensts frei wird, in den nachfolgenden Auktionen an.

Zu § 16:

Es wird klargestellt, dass eine wirtschaftlich gleichwertige Vermarktung von Kapazitäten von Speicherunternehmen in Folge einer Kapazitätsreduktion von mehr als zehn Prozent im Marktgebiet erfolgen kann und nicht auf das jeweilige Netzgebiet beschränkt ist.

Darüber hinaus wird ergänzt, dass Erhöhungen von bestehenden Kapazitätsbuchungen durch Speicherunternehmen für die Dauer von bis zu zwei Jahren die Berechnungsgrundlage für die maximal mögliche jährliche Reduktion der Kapazitätsbuchung nicht erhöht. Es soll damit ein flexibleres Kapazitätsmanagement für Speicherunternehmen ermöglicht werden, indem sich mittelfristige Kapazitätserhöhungen nicht auf die Reduktionsmöglichkeiten auswirken. Diese mittelfristigen Kapazitätserhöhungen müssen dann allerdings auch nicht vom Netzbetreiber dauerhaft vorgehalten werden.

Zu § 17:

Analog zur Regelung für Speicherunternehmen wird auch für Produzenten und Erzeugern von biogenem Gas klargestellt, dass eine wirtschaftlich gleichwertige Vermarktung von Kapazitäten in Folge einer Kapazitätsreduktion von mehr als zehn Prozent im Marktgebiet erfolgen kann und nicht auf das jeweilige Netzgebiet beschränkt ist.

Darüber hinaus wird ebenso ergänzt, dass Erhöhungen von bestehenden Kapazitätsbuchungen für die Dauer von bis zu zwei Jahren die Berechnungsgrundlage für die maximal mögliche jährliche Reduktion der Kapazitätsbuchung nicht erhöht. Es soll damit ein flexibleres Kapazitätsmanagement ermöglicht werden, indem sich mittelfristige Kapazitätserhöhungen nicht auf die Reduktionsmöglichkeiten auswirken. Diese mittelfristigen Kapazitätserhöhungen müssen dann allerdings auch nicht vom Netzbetreiber dauerhaft vorgehalten werden.

Zusätzlich wird für Produzenten und Erzeugern von biogenem Gas eine Schwelle eingeführt, unter der die Regelungen zur Kapazitätsreduktion nicht anwendbar sind. Die Schwelle liegt bei 10 000 kWh/h mit dem Verteilernetzbetreiber vereinbarter Höchstleistung und ermöglicht somit kleineren Anlagen (vor allem Biogasanlagen) eine kurzfristigere Beendigung des Netzanschlusses.

Zu § 18 Abs. 8 zweiter Satz:

Dieser Satz zur Bestimmung der Vorlaufzeit für Mengenanmeldungen im Marktgebiet entfällt, da diesbezüglich eine neue Regelung in § 34 getroffen wird.

Zu § 19 Abs. 11 alt:

Dieser historische Absatz regelt die Vorgehensweise für Bilanzgruppenverantwortliche zum Abschluss bzw. zur Erneuerung relevanter Verträge. Die Regelung ist inzwischen obsolet und kann daher entfallen.

Zu § 24 Abs. 4 Z 2:

Die Regulierungsbehörde setzt voraus, dass Netzbetreiber die zur exakten Bestimmung von Netzverlust und Eigenverbrauch erforderlichen Messungen installiert haben. Sollte dies im Einzelfall wirtschaftlich nicht vertretbar sein, so ist dies der Regulierungsbehörde entsprechend darzulegen und das zur Ermittlung anstatt der Messung herangezogene Berechnungsmodell vorzulegen und zu erläutern. Die Werte auf Basis des Berechnungsmodells gemäß Z 2 stellen somit die Realität bestmöglich dar.

Zu § 25 Abs. 8 Z 3:

Die tägliche Messdatenbereitstellung von Endverbrauchern mit installiertem Lastprofilzähler für den jeweiligen Versorger und den Verteilergiebtsmanager entfällt, da diese in Z 6 neu geregelt wird und in einem höheren Intervall (stündlich) erfolgt. Analog zu der Regelung in den Sonstigen Marktregeln Gas Kapitel 2 Z 70 und 71 wurde der jeweilige Bilanzgruppenverantwortliche ergänzt.

Zu § 25 Abs. 8 Z 6:

Die Messwerte von Endverbrauchern mit installiertem Lastprofilzähler müssen nunmehr stündlich von den Verteilernetzbetreibern zur Verfügung gestellt werden. Aufgrund der Kurzfristigkeit der entsprechenden Stundenwerte für die jeweilig vorangegangene Stunde wird explizit darauf hingewiesen, dass es sich hierbei um vorläufige Messwerte und nicht um die letztgültige Allokation handelt. Sollten dem Verteilernetzbetreiber einzelne Messwerte aufgrund von technischen Ausfällen nicht zur Verfügung stehen, so ist ein möglichst adäquater Ersatzwert zu bilden.

Die stündliche Übermittlung der Messwerte von leistungsgemessenen Endverbrauchern je Zählpunkt soll es einerseits den Versorgern und deren Bilanzgruppenverantwortlichen ermöglichen rasch auf Änderungen im Verbrauchsverhalten ihrer Kunden reagieren zu können sowie ihre Bilanzgruppen selbst auszugleichen und andererseits dem Verteilergiebtsmanager zusätzliche, nützliche Informationen zur Netzsteuerung zur Verfügung zu stellen.

Zu § 34 Abs. 1 und 2:

Bei der Festlegung des Datenformats und des Kommunikationswegs für Daten- und Informationsübermittlung zwischen den Marktteilnehmern wird nunmehr auf die Sonstigen Marktregeln und den dortigen Regelungen verwiesen. Hingewiesen sei in diesem Zusammenhang darauf, dass gemäß Verordnung (EU) Nr. 2015/703 (Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch) und entsprechend umgesetzt in den Sonstigen Marktregeln ab 1. Februar 2018 als Datenformat Edig@s-XML und als Kommunikationsprotokoll AS4 zu verwenden ist.

Zu § 34 Abs. 3:

Die Bestimmung regelt eine Verkürzung der Vorlaufzeit von Renominierungen bzw. Änderungen von Mengenanmeldungen im Verteilergiebt zu Endverbrauchern, für Speicher, für Produktion bzw. Erzeugung und am Virtuellen Handlungspunkt auf nunmehr eine Stunde ab der nächsten vollen Stunde. Dies ermöglicht den Versorgern und Bilanzgruppenverantwortlichen effizienter auf Verbrauchs- bzw. Gasflussänderungen zu reagieren und die jeweiligen Bilanzgruppen möglichst ausgeglichen zu halten.

Festzuhalten ist, dass diese Verkürzung der Vorlaufzeit nicht auf Fernleitungsebene anwendbar ist und hier die Vorlaufzeit von zwei Stunden zur nächsten vollen Stunde aufrecht bleibt. Dies ist aufgrund der Matchingprozesse mit den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern erforderlich.

Neben der Verbesserung der möglichen Reaktionszeit im Verteilergiebt und am Virtuellen Handlungspunkt birgt die Verkürzung der Vorlaufzeit allerdings auch ein potenzielles Unausgeglichenheitsrisiko bei der Nutzung von zB Speicheranlagen im Verteilergiebt im Zusammenspiel mit dem Transport über die Fernleitung. Den Bilanzgruppenverantwortlichen und deren unmittelbaren Mitglieder muss bewusst sein, dass durch die unterschiedlichen Vorlaufzeiten bei der Marktgebtsbilanzierung Unausgeglichenheiten auftreten können und dies entsprechend bei der Durchführung der Mengenanmeldungen zu berücksichtigen ist.

Die Verkürzung der Vorlaufzeit ist für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg nicht relevant, da es hier andere Anforderungen an Vorlaufzeiten aufgrund der Anbindung an das vorgelagerte Marktgebiet NetConnect Germany (Marktmodell COSIMA) gibt.

Zu 46:

Diese Bestimmung legt fest, dass Fernleitungsnetztreiber den Kapazitätsumwandlungsdienst nur für jene nicht korrespondierende ungebündelte feste Ein- oder Auspeisekapazität anzubieten, die bis inklusive 6. März 2017 gebucht wurde.