

## **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 werden Regelungen zu impliziten Kapazitätsallokationen im Fernleitungs- und Verteilernetz sowie zur Behandlung virtueller Grenzkopplungspunkte ergänzt. Darüber hinaus wird eine Ausweitung der Tagesbilanzierung auf alle Endverbraucher mit Ausnahme der Großabnehmer (mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 50 000 kWh/h) durchgeführt und eine zusätzliche, stündliche Datenübermittlung von vorläufigen Messdaten für Endverbraucher mit Lastprofilzähler vom jeweiligen Verteilernetzbetreiber an den jeweiligen Versorger und den Verteilergleichberechtigt aufgenommene.

### **Besonderer Teil**

#### **Zu § 8:**

Art. 19 Abs. 9 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 (CAM NC) sieht die Einrichtung virtueller Grenzkopplungspunkte vor, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

- a) Die gesamte technische Kapazität an den virtuellen Kopplungspunkten ist gleich der oder größer als die Summe der technischen Kapazität an den einzelnen Kopplungspunkten, die die virtuellen Kopplungspunkte bilden.
- b) Sie erleichtern die wirtschaftliche und effiziente Netznutzung, was die Vorschriften des Art. 16 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 einschließt, jedoch nicht auf diese begrenzt ist.

Gemäß Art. 19 Abs. 9 CAM NC sind die an den (physischen) Grenzkopplungspunkten verfügbare Kapazitäten von den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern an einem virtuellen Grenzkopplungspunkt anzubieten. Eine rechtlich verpflichtende Überführung von Bestandsverträgen an den virtuellen Grenzkopplungspunkt ist aus den Vorgaben des CAM NC nicht abzuleiten; die Überführung soll jedoch den Netzbenutzer ermöglicht werden, um die wirtschaftliche und effiziente Netznutzung zu erleichtern. Auf Wunsch des Netzbenutzers können daher vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung abgeschlossene Kapazitätsverträge in vollem Umfang und für die gesamte verbleibende Vertragsdauer auf den jeweiligen virtuellen Grenzkopplungspunkt verlagert werden. Darüber hinaus ermöglichen die Fernleitungsnetzbetreiber einen netzbetreiberübergreifenden Kapazitätsumwandlungsdienst am virtuellen Grenzkopplungspunkt.

Die Anwendung der Engpassmanagementverfahren gemäß § 11 Abs. 9 („Use-it-or-lose-it“-Mechanismus für verbindliche „Day-ahead“-Kapazität) und § 12 Abs. 2 („Use-it-or-lose-it“-Mechanismus für langfristige Kapazität) zur Maximierung der verfügbaren Kapazitäten erfolgt übergreifend über die physischen Grenzkopplungspunkte und den jeweiligen virtuellen Grenzkopplungspunkt. Eine Kapazitätsentziehung an einem physischen Grenzkopplungspunkt bei gleichzeitiger Verfügbarkeit desselben Kapazitätsprodukts am virtuellen Grenzkopplungspunkt ergäbe keinen Sinn. Unterbrechbare Kapazität sowie neu zu schaffende Kapazität im Rahmen von Auktionen gemäß Art. 29 und Art. 30 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 wird ausschließlich am virtuellen Grenzkopplungspunkt angeboten. Die Weitervermarktung aus der Rückgabe gemäß Punkt 9 der Allgemeinen Bedingungen des Netzzugangs zu Fernleitungen von kontrahierter Kapazität erfolgt zur Steigerung der Vermarktungschancen jedoch weiterhin am jeweiligen physischen Grenzkopplungspunkt. Der Netzbenutzer hat jedoch die Möglichkeit durch vorgelagerte Verlagerung des Kapazitätsvertrags auf den virtuellen Grenzkopplungspunkt die Wiedervermarktung an dieser Lokation zu initiieren.

Konzepte zur Umsetzung von virtuellen Grenzkopplungspunkten sind vor der Implementierung mit Marktteilnehmern zu konsultieren und von den Netzbetreibern der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Anzeige soll es der Regulierungsbehörde eine Beurteilung ermöglichen, ob die im CAM NC genannten Bedingungen zur Einrichtung virtueller Grenzkopplungspunkte erfüllt sind. Bei der Beurteilung der Bedingung, ob durch das vorgeschlagene Umsetzungskonzept die wirtschaftliche und effiziente Netznutzung für die Netzbenutzer erleichtert wird, sind auch die Ergebnisse der Konsultation des Umsetzungskonzepts zu berücksichtigen. Parallel zur Begutachtung dieser Novelle wurde somit auch das Umsetzungskonzept „VIP Baumgarten“ konsultiert, welches das von den Fernleitungsnetzbetreibern ausgearbeitete Konzept im Detail beschreibt.

Von der Einführung eines alleinigen „VIP TSO“ wurde dabei abgesehen, da die daraus allfällig entstehenden Vorteile einer zusätzlichen, über die vorgeschlagene Umsetzung hinausgehenden Vereinfachung für Netzbenutzer nicht in einem sinnvollen Verhältnis zu den Nachteilen einer Systemumstellung stünden.

Weiters wurde auch die Möglichkeit der Einführung eines virtuellen Grenzkopplungspunkts an der österreich-deutschen Grenze mit den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern und der deutschen Regulierungsbehörde eingehend untersucht. Es stellte sich jedoch heraus, dass eine VIP-Bildung über sämtliche Punkte (Oberkappel, Überackern SUDAL und Überackern ABG) mit Art. 19 Abs. 9 lit. a CAM NC in Konflikt stünde. Aufgrund der speziellen netztechnischen Situation am Punkt Überackern im Zusammenhang mit dem „Competition Constraint“ der Penta West, den Speichern und der damit verbundenen Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit auf deutscher Seite erscheint eine Einbeziehung von Überackern in den VIP nicht möglich. Die Umsetzung der VIP-Bildung für Oberkappel wird jedoch weiterverfolgt.

**Zu § 15 Abs. 3 letzter Satz:**

Art. 2 Abs. 4 Verordnung (EU) Nr. 2017/459 (CAM NC) sieht die Möglichkeit von „impliziten Zuweisungsmethoden“ vor. Eine implizite Allokation von Kapazitäten bezeichnet eine Zuweisungsmethode, bei der sowohl Leitungskapazität als auch eine korrespondierende Gasmenge gleichzeitig zugewiesen werden. Gemäß CAM NC sind implizite Zuweisungsmethoden von der Regulierungsbehörde zu genehmigen. Um klarzustellen, dass implizite Zuweisungsmethoden auch für Grenzübergabepunkte im Verteilernetz möglich sind, wird die entsprechende Bestimmung in die GMMO-VO aufgenommen.

**Zu § 18 Abs. 2:**

Diese Regelung dient der Abbildung von allfälligen, noch nicht durch die Verordnung geregelten Bilanzierungsbedarfen von Ein-/Auspeisungen an der Marktgebietsgrenze und trägt somit zur Rechtssicherheit bei.

**Zu § 18 Abs. 6 und § 37 Abs. 6:**

Die Tagesbilanzierung wird per 1. Oktober 2018 auf alle Endverbraucher mit Ausnahme der Großabnehmer (jene Netzbenutzer mit einer mit dem jeweiligen Netzbetreiber vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 50 000 kWh/h) ausgedehnt. Die Tagesbilanzierung umfasst somit alle Endverbraucher mit zugeordnetem Standardlastprofil und auch alle gemessenen Endverbraucher mit eingebautem Lastprofilzähler bis zu einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von 50 000 kWh/h. Für jene Endverbraucher mit einer höheren vertraglich vereinbarten Höchstleistung (Großabnehmer) gilt weiterhin die Stundenbilanzierung. Die gesammelten Erfahrungen seit Einführung des neuen Marktmodells mit 1. Jänner 2013 sowie darauf basierende Berechnungen haben ergeben, dass die nunmehrige Ausdehnung des Anwendungsbereichs der Tagesbilanzierung die Stabilität des Netzes nicht gefährdet. Die Wirkung dieser Anpassung am Bilanzierungsmodell soll begleitend evaluiert werden. Zur erhöhten Frequenz der Verbrauchsdatenübermittlung vgl. die Erläuterungen zu § 25 Abs. 8 Z 3a.

**Zu § 18 Abs. 7, 7a und 8, § 25 Abs. 4 Z 4, § 25 Abs. 6 Z 5, § 27 Abs. 3, § 30 Abs. 1, § 32 Abs. 3, 37 Abs. 7 und 8, § 41 Abs. 2, 3 und 7 und § 44 Abs. 3:**

Diese Bestimmungen des § 18 Abs. 7 sowie die entsprechenden Verweise entfallen aufgrund der Ausweitung der Tagesbilanzierung auf alle Endverbraucher mit Ausnahme der Großabnehmer und dem damit einhergehenden Wegfall der Optierungsmöglichkeit für Netzbenutzer mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung zwischen 10 000 kWh/h und 50 000 kWh/h. Die Bestimmung des § 18 Abs. 7a hinsichtlich der Übertragung der Onlinemesswerte wird in § 30 Abs. 1 verschoben.

**Zu § 24 Abs. 2:**

Es wird eine Regelung ergänzt, die klarstellt, dass es dem Verteilergebietsmanager möglich ist, eine besondere Bilanzgruppe für die Abwicklung der Maßnahmenpläne gemäß § 25 GWG 2011, für Notauhilfslieferungen mit angrenzenden Netzbetreibern bzw. Marktgebieten und für sonstige betriebliche Transportabwicklungen zu gründen. Diese besondere Bilanzgruppe des Verteilergebietsmanagers ist ausschließlich für die angeführten Zwecke zu nutzen und der Regulierungsbehörde vorab anzuzeigen. Bereits bestehende besondere Bilanzgruppen unterliegen dieser Anzeigepflicht nicht.

Darüber hinaus wird von der abschließenden Aufzählung der notwendigen Vertragsabschlüsse im Rahmen der Einrichtung dieser besonderen Bilanzgruppen für Verteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber, Bilanzgruppenkoordinatoren und für den Verteilergebietsmanager generell abgesehen und anstelle dessen auf die für die Aufgabenerfüllung eines Bilanzgruppenverantwortlichen gemäß § 91 Abs. 2 Z 1 und 2 GWG 2011 jeweils erforderlichen Vertragsabschlüsse verwiesen.

**Zu § 25 Abs. 7 Z 5:**

Dem Marktgebietsmanager sollen Online-Daten zur Verfügung gestellt werden, die in nahezu Echtzeit auf den physikalischen Fluss über die Marktgebietsgrenze hinweg auf die Drucksituation in vor- und nachgelagerten Netzen je Grenzkopplungspunkt schließen lassen, um einerseits akute bzw. herannahende Engpassituationen erfassen und analysieren zu können. Andererseits sind diese Daten für den Marktgebietsmanager im Normalbetrieb notwendig, um der gesetzlichen Aufgabe zur Koordination von Maßnahmen zur Überwindung von physischen Engpässen gemäß § 14 Abs. 1 Z 8 GWG 2011 sowie der geforderten Nutzung des Gesamtnetzes in einheitlicher und zusammenhängender Weise in Bezug auf die Beschaffung und die Steuerung des Einsatzes von Regelenergie nachkommen zu können (§ 14 Abs. 1 Z 3 GWG 2011 und der in § 19 Abs. 1 GWG 2011).

Zu übermitteln sind daher von den Fernleitungsnetzbetreibern Durchflussmesswerte von Ein-Ausspeisepunkten des Fernleitungsnetzes getrennt nach Richtung z.B. in der physikalischen Einheit [TNm<sup>3</sup>/h] und Druckmesswerte jeweils im vor- und nachgelagerten Netz je Ein- Ausspeisepunkt des Fernleitungsnetzes z.B. in der physikalischen Einheit [barg]. Die Datenübermittlung von den Fernleitungsnetzbetreibern an den Marktgebietsmanager hat online (4-Minuten-Werte) zu erfolgen.

**Zu § 25 Abs. 8 Z 3a:**

Bereits mit dem Entwurf GMMO-VO Novelle 2017 wurde eine Erhöhung der Datenübermittlungspflicht der Verteilernetzbetreiber hinsichtlich Verbrauchsdaten von Netzbenutzern mit Lastprofilzählern konsultiert. Aufgrund der dazu eingegangenen Stellungnahmen wurden der damalige Vorschlag vorerst zurückgezogen. Nach eingehenden Erhebungen und Abstimmungen mit Netzbetreibern und Marktteilnehmern soll nunmehr eine Änderung umgesetzt werden, welche konkret auf einem Diskussionsprozess zwischen Behörde und Fachverband basiert und explizit die von den Netzbetreibern gemeldeten Informationen bzgl. Anzahl der betroffenen Anlagen, indikative Umstellungskosten, und erforderliche Umstellungsdauer bei der Erstellung des Verordnungstexts berücksichtigt. Ziel der Anpassung ist es den Versorgern der Endverbraucher bzw. deren Bilanzgruppenverantwortlichen zu ermöglichen auf untertägige Verbrauchsschwankungen im Rahmen der Tagesbilanzierung gem. §§ 18 Abs. 5 und 37 Abs. 5 reagieren zu können.

Verteilernetzbetreiber haben demnach ab 1. Oktober 2019 die vorläufigen Messdaten der jeweils vorangegangenen Stunde für Netzbenutzer mit Lastprofilzähler und einer mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber vertraglich vereinbarten Leistung größer 10 000 kWh/h und bis 50 000 kWh/h, je Zählpunkt und unter Angabe des jeweiligen Versorgers, an den Verteilergbietsmanager und an den jeweiligen Versorger stündlich zu übermitteln. Auf Kundenwunsch sind diese Werte ebenfalls dem Netzbenutzer (Kunden) zur Verfügung zu stellen. Diese neue Datenübermittlungspflicht ist auch in den Sonstigen Marktregeln Kapitel 2 Ziffer 85a geregelt.

Die Regulierungsbehörde geht davon aus, dass die Branche auf Basis der bestehenden Kommunikationsformate und -prozesse ein geeignetes Verfahren zur technischen Abwicklung definiert und dieses allenfalls zeitgerecht zur Abbildung in den Sonstigen Marktregeln vorschlägt.

**Zu § 47 Abs. 13:**

Die Bestimmungen zur Tagesbilanzierung samt Begleitbestimmungen inklusive der Änderungen in den Sonstigen Marktregeln Kapitel 2 treten nach einem angemessenen Umsetzungszeitraum mit 1. Oktober 2019 in Kraft, alle übrigen Bestimmungen dieser Novelle treten mit 1. Juni 2018 in Kraft.

**Zu Anlage 2 Punkt 2:**

Aktuell ist nicht auszuschließen, dass sich im Rahmen der Biogaseinspeisung Abweichung zwischen Ist-Brennwert von eingespeisten Biogasmengen und dem für Endverbraucher zur Anwendung kommenden Verrechnungsbrennwert ergeben.

In jenen Fällen, in denen nicht bereits der Brennwert von Biogaseinspeisungen dem Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber zumindest auf monatlicher Basis zur Verfügung gestellt wird, wird eine entsprechende Informationspflicht eingeführt. Dies erfolgt mit dem Ziel, auf Basis potentieller Abweichungen die Abrechnungsmethodik hinkünftig zu verbessern. Diese Informationen werden durch die Regulierungsbehörde evaluiert und es werden konkrete Verbesserungsmaßnahmen in Abstimmung mit der Branche entwickelt.

**Zu Anlage 2 Punkt 3:**

Etwaige Ungenauigkeiten könnten große Auswirkungen auf die mengenabhängige Verrechnung von Energiepreisen und Systemnutzungsentgelten bewirken. Eine jährliche Prüfung der Geräte durch eine unabhängige Stelle (zB. Hersteller, TÜV) bestätigt allen Vertragspartnern, Marktteilnehmern und Behörden die Richtigkeit der Messung. Es wird ein Satz ergänzt, der die Überprüfung von Geräten zur

Brennwertbestimmung regelt. Da derzeit in Österreich keine Eichpflicht für Geräte zur Brennwertbestimmung (Gaschromatograph) besteht, ist es erforderlich diese Geräte regelmäßig auf ihre Genauigkeit hin zu überprüfen um eine Messung mit maximaler Korrektheit sicherzustellen. Die Regulierungsbehörde begrüßt, dass eine derartige Vorgehensweise parallel auch in den Regeln der Technik Berücksichtigung finden soll.