

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. 984/2013 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.

Entwurf der Erläuterungen zur Novelle 2016 der GMMO-VO 2012

Allgemeiner Teil

Mit der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) 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.

In der vorliegenden Novelle werden Bestimmungen ergänzt, die zur operativen und bilanziellen Abwicklung der Grenzkopplungspunkte im Marktgebiet Vorarlberg notwendig sind und mit 1. Oktober 2016 relevant werden. Überdies werden diverse Anpassungen und Klarstellungen hinsichtlich der Umlagefestlegung, der Ausgestaltung und Ausweitung der Merit Order List, bei der Behandlung und Abwicklung der besonderen Bilanzgruppen und zur Aufteilung des Restlastfehlers durch den Bilanzgruppenkoordinator vorgenommen.

Besonderer Teil

Zu § 2 Abs. 1 Z 14a (neu), § 27 Abs. 11 (neu) und § 37 Abs. 10 (neu):

Beim Clearing des Bilanzgruppenkoordinators kommt es beim sogenannten „top-down“-Verfahren zu einer Schlechterstellung des Local Players, auch wenn es bisher zwischen den Clearingverfahren eine Wahlfreiheit für die Netzbetreiber gab, indem der Verbrauch aller Versorger, mit Ausnahme des Local Players, durch eine Aggregation der synthetischen Lastprofile bestimmt wird, der Verbrauch des Local Players hingegen auf Basis der Einspeiseallokationen gemäß der Netzaustauschaggregate – abzüglich Netzpufferbewegungen, Netzverluste, Eigenverbrauch, Messdifferenzen und der leistungsgemessenen Ausspeisungen – errechnet wird und somit die gesamte Restlast beim Local Player verbleibt.

Um die Gleichbehandlung aller Versorger zu gewährleisten, wird festgelegt, dass die anteilige Aufteilung der Restlast durch den Bilanzgruppenkoordinator im Rahmen des Clearings für jeden Netzbereich diskriminierungsfrei für alle im jeweiligen Netzbereich tätigen Versorger zu erfolgen hat. Die Verteilernetzbetreiber haben gemäß den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators entsprechende Vorkehrungen in der Organisation ihrer jeweiligen besonderen Bilanzgruppe, bei der Datenermittlung und bei der Datenbereitstellung zu treffen.

Die daraus resultierenden, notwendigen Anpassungen in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators müssen rechtzeitig vor dem Inkrafttreten der Bestimmungen umgesetzt werden.

Zu § 20 Abs. 6 (neu), § 27 Abs. 9, § 30 Abs. 1, § 31 Abs. 1, 2, 7, 7a (neu), 8, 11 und 12 und § 39 Abs. 6 (neu):

Das bestehende Bilanzierungsinstrument der Merit Order List wird um eine zusätzliche Produktgruppe erweitert, die es vor allem leistungsgemessenen Endverbrauchern ermöglichen soll an der Merit Order List teilzunehmen, um Mengen aus flexiblen Lieferverträgen im Wege des Bilanzgruppenverantwortlichen, mit flexiblen Vorlaufzeiten (von drei, sechs und zwölf Stunden für Rest-of-the-day-Produkte bzw. bis 18.00 Uhr des Vortages für den jeweiligen Gastag für Tagesbänder) und frei wählbaren Preisen marktorientiert anzubieten. Der vorliegende Vorschlag bezieht sich auf leistungsgemessene Endverbraucher mit einer mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber vereinbarten vertraglichen Leistung von mehr als 10.000 kWh/h, wobei im Rahmen der Stellungnahmen zur Konsultation evaluiert wird, ob es hier einen Anpassungsbedarf bei der Größe der einbezogenen Endverbraucher gibt. Leistungsgemessenen Endverbrauchern deren Daten online zur Verfügung stehen wird das Recht eingeräumt, auch als mittelbares Bilanzgruppenmitglied eine Vereinbarung mit ihrem jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen abzuschließen um an der Merit Order List im Wege der Bilanzgruppenverantwortlichen teilzunehmen. Für Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 50.000 kWh/h (Großabnehmer) ist diese Vereinbarung mit dem jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen verpflichtend zu treffen, wobei sich diese Verpflichtung nur in der Registrierung als Ausgleichsenergieanbieter an der Merit Order List niederschlägt, jedoch keine Verpflichtung zur Angebotsabgabe besteht. Auch ein Pooling von Zählpunkten bzw. Endverbrauchern zur gemeinsamen Angebotslegung auf der Merit Order List ist zulässig, sofern dies vorab bekannt wurde.

Die Merit Order List enthält somit zwei verschiedene Produktgruppen, einerseits die bisherigen Stundenprodukte mit 30 Minuten Vorlaufzeit – die Standardprodukte - und andererseits die neuen Tagesbänder bzw. Rest-of-the-day-Produkte mit unterschiedlichen Vorlaufzeit – die Flexibilitätsprodukte. Neben der unterschiedlichen Vorlaufzeit und der Angebotsdauer ist ein weiteres Unterscheidungsmerkmal der Flexibilitätsprodukte die mögliche Festlegung, dass Angebote nur im vollen Leistungsumfang vom Verteilergleichberechtigt abgerufen

werden können. Mit der Einführung dieser zusätzlichen Produktkategorie soll leistungsgemessenen Endverbrauchen die Möglichkeit geboten werden, am Lastmanagement in einem marktorientierten Verfahren teilzunehmen und damit das Potential für die marktorientierte Beschaffung von Ausgleichsenergieabrufen im Fall von Engpassituationen erweitert werden. Die Ausgleichsenergieanbieter haben in Abstimmung mit dem Bilanzgruppenkoordinator und dem Verteilergebietsmanager mindestens einmal jährlich Testangebote verpflichtend abzuwickeln.

Ergänzend wird klargestellt, dass der Verteilergebietsmanager zur Beschaffung der physikalischen Ausgleichsenergie (externe Regelenergie) grundsätzlich und entsprechend der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 vom 26. März 2014 (Netzkodex zur Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen) eine Reihenfolge in der Wahl seiner vorhandenen Bilanzierungsinstrumente einzuhalten hat und erst dann von der Reihenfolge abweichen kann, wenn im jeweiligen Rang keine entsprechenden Angebote verfügbar sind oder lokationsabhängige oder kurzfristige Produkte zum Erhalt des störungsfreien Betriebs im Verteilergebiet benötigt werden. Die Reihenfolge der verfügbaren Bilanzierungsinstrumente lautet:

1. Rang: Beschaffung über standardisierte Produkte an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt;
2. Rang: Beschaffung über Standardprodukte der Merit Order List;
3. Rang: Beschaffung über Flexibilitätsprodukte der Merit Order List.

Die daraus resultierenden, notwendigen Anpassungen in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators müssen rechtzeitig vor dem Inkrafttreten der Bestimmungen umgesetzt werden.

Zu § 24 Abs. 6:

Zur Vereinheitlichung und Vereinfachung der Abwicklungen für besondere Bilanzgruppen entfällt die Option, Fahrplanwerte für Netzverluste und Eigenverbrauch monatlich gemeinsam mit den übrigen Messwertaggregaten an den Bilanzgruppenkoordinator zu übermitteln. Stattdessen ist dem Bilanzgruppenkoordinator auf Basis dessen Allgemeiner Bedingungen täglich vorab ein sogenannter Netzverlustfahrplan für Netzverluste und Eigenverbrauch vom jeweiligen Netzbetreiber bzw. dessen Bilanzgruppenverantwortlichen im Falle einer gemeinsamen Bilanzgruppe zu übermitteln.

Zu § 29 Abs. 5:

Es wird klargestellt, dass neben den OBA-Konten auch Netzpufferkonten vom Verteilergebietsmanager, in Abstimmung mit dem Marktgebietsmanager, rückzuführen sind. Die Aufzählung der dem Verteilergebietsmanager neben der Nutzung des Netzpuffers zur Verfügung stehenden Beschaffungsinstrumente, kann mit dem Verweis auf § 27 Abs. 9 entfallen.

Zu § 32 Abs. 4 und § 44 Abs. 4:

Die durch Steueranweisungen des Verteilergebietsmanagers hervorgerufenen Gasmengenbewegungen zwischen verschiedenen Netzbereichen der Netzebene 1 zum Ab- bzw. Aufbau des Netzpuffers generieren im Clearing der besonderen Bilanzgruppen beim Bilanzgruppenkoordinator teils hohe Zahlungsflüsse. Während sich die Gasmengenbewegungen zwischen den Netzbereichen über einen längeren Zeitraum tendenziell ausgleichen, muss dies bei den Zahlungsflüssen aufgrund der zeitlichen Verschiebung und entsprechend unterschiedlichen anwendbaren Preisen nicht der Fall sein. Daher sollen die Netzbewegungen zwar weiterhin von den Netzbetreibern im Rahmen des Clearings an den Bilanzgruppenkoordinator übermittelt, allerdings nicht mehr abgerechnet werden. Zur Abrechnung gelangen nur mehr die Differenzen zwischen den angemeldeten Mengen gemäß dem sogenannten Netzverlustfahrplan und den ermittelten Mengen für Netzverluste und Eigenverbrauch.

Zu § 32 Abs. 6 und § 44 Abs. 6:

Auf Basis der beobachteten Entwicklungen auf den Umlagekonten der Bilanzgruppenkoordinatoren wird nunmehr die Möglichkeit eingeräumt, für etwaige Überdeckungen im Rahmen der Ausgleichsenergieabrechnung, eine verbrauchsabhängige Umlage auf die Mengen der tagesbilanzierenden Endverbraucher auch zu vergüten. Ergänzend wird klargestellt, dass der Bilanzgruppenkoordinator bei der etwaigen Festlegung einer Umlage eine entsprechende Entwicklungsprognose (speziell für Ausgleichsenergiemengen und -preise sowie entsprechende Kosten- und Erlösentwicklungen aus seiner Tätigkeit als Bilanzgruppenkoordinator) zu berücksichtigen hat, um Schwankungen bei der Höhe der Umlagefestlegung zu vermeiden. Diese Entwicklungsprognose ist somit Bestandteil der Umlageverrechnung und daher der Regulierungsbehörde unaufgefordert anlässlich jeder Umlageänderung mitzuteilen und transparent darzulegen.

Zu § 35 Abs. 1 und 2, § 36 Abs. 3, § 37 Abs. 3 und 4, § 41 Abs. 1 und 11, § 43 Abs. 1, 3, 4 und 5, § 44 Abs. 1 und 2, § 45 Abs. 1 und 4:

Aufgrund einer Neuregelung im an Vorarlberg angrenzenden Marktgebiet Liechtenstein ist es nunmehr erforderlich auch entsprechende Anpassungen und Ergänzungen für das Marktgebiet Vorarlberg zur organisatorischen und operativen Abwicklung von Grenzkopplungspunkten zu treffen, welche gleichlautend auch für das Marktgebiet Tirol gelten. Der Bilanzgruppenkoordinator und der Verteilergebietsmanager haben somit nicht mehr nur für die Versorgung von Kunden in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg sowie für eine übergreifende Bilanzierung eine einfache Abwicklung mit den angrenzenden Marktgebieten zu gewährleisten und entsprechende Verträge mit relevanten angrenzenden Netzbetreibern abzuschließen, sondern ebenfalls für die Abwicklung von Mengenbewegungen an Grenzkopplungspunkten, welche von Netzbenutzern gebucht werden können. Zu diesem Zwecke erhebt der Verteilergebietsmanager den Bedarf an Einspeisekapazitäten aus dem angrenzenden, vorgelagerten Marktgebiet „NetConnect Germany“ auf Basis der Bedürfnisse von Endverbrauchern in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg und der Kapazitätsbedürfnisse der Netzbenutzer an den jeweiligen Grenzkopplungspunkten (derzeit vornehmlich der Grenzkopplungspunkt Ruggell zwischen Vorarlberg und Liechtenstein).

Einhergehend mit dem seit 1. Oktober 2013 etablierten Gasmarktmodell in den westlichen Marktgebieten bewirkt der jeweilige Bilanzgruppenverantwortliche von Netzbenutzern mit gebuchten Kapazitäten an relevanten Grenzkopplungspunkten die Übergabe der auszuspeisenden Mengen am Virtuellen Handlungspunkt des Marktgebietes „NetConnect Germany“, im Wege des zugeordneten Bilanzkreises an den Bilanzkreis des Bilanzgruppenkoordinators und meldet diesbezüglich entsprechende Fahrpläne beim Verteilergebietsmanager an. Eine physikalische Gaslieferung aus den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg in das vorgelagerte Marktgebiet „NetConnect Germany“ für Netzbenutzer ist technisch derzeit nicht vorgesehen und gemäß den gültigen Marktregeln kann nur eine Ausspeisung bei den den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg vorgelagerten Netzbetreibern vom Verteilergebietsmanager nominiert werden. Dies ist von den Bilanzgruppenverantwortlichen bei der Erstellung ihrer Fahrpläne zu berücksichtigen.

Beim Clearing des Bilanzgruppenkoordinators werden die Differenzen aus übermittelten Fahrplänen für Grenzkopplungspunkte und den allokierten Gasmengen an den Grenzkopplungspunkten auf stündlicher Basis berücksichtigt.

Die daraus resultierenden, notwendigen Anpassungen in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators müssen rechtzeitig vor dem Inkrafttreten der Bestimmungen umgesetzt werden.

Zu § 37 Abs. 8:

Bilanzgruppenverantwortliche müssen dem Verteilergebietsmanager Fahrpläne mit einer Vorlaufzeit von 150 Minuten übermitteln, da der Verteilergebietsmanager selbst eine Vorlaufzeit von 120 Minuten im angrenzenden Marktgebiet für die erforderliche Mengen- und Transportabwicklung einzuhalten hat.

Zu Anlage 2, Punkt 3:

Die Überarbeitung des ÖVGW Regelwerks und eine einhergehende Neuvergabe von Regelwerksnummern macht eine Anpassung der ausgewiesenen ÖVGW-Richtlinie notwendig.

Zu Anlage 2, Punkt 4 (neu):

Um die derzeit uneinheitliche Praxis bei der Verwendung von Brennwerten zu harmonisieren und eine Ungleichbehandlung von Netzbenutzern auszuschließen wird der jeweilige Anwendungsbereich von tatsächlichen (gemessenen bzw. ermittelten) Brennwerten bzw. dem Verrechnungsbrennwert gemäß der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung klargestellt.