



Stellungnahme der AGGM zum Entwurf der Novelle 2017 zur Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 mit den dazugehörigen Erläuterungen

Stellungnahme der AGGM zum Entwurf der Novelle 2017 zur Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 mit den dazugehörigen Erläuterungen

Bezugnehmend auf die öffentliche Konsultation der E-Control zu dem Entwurf der Novelle 2017 zur Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 mit den dazugehörigen Erläuterungen, (nachfolgend „GMMO-VO“) übersenden wir hiermit unsere Stellungnahme wie folgt, mit der Bitte um Berücksichtigung. Wir nehmen dabei ausschließlich zu den Regelungen Stellung, die uns in unserer Tätigkeit als Marktgebietsmanager oder Verteilergebietsmanager betreffen.

1. § 5 neu

Anmerkung: Wir regen an, dass klarstellend in den Erläuterungen festgehalten wird, dass diese Regelung auf die Kapazitäten an den Entry-Punkten Kiefersfelden/Pfronten im Marktgebiet Tirol bzw. am Entry-Punkt Lindau im Marktgebiet Vorarlberg keine Anwendung findet.

2. § 16 Abs 1, Abs 1a, und § 17 letzter Satz

*Kapazitätserhöhungen von bestehenden Buchungen für die Dauer von **mindestens einem Monat** bis zu zwei Jahren erhöhen nicht die Berechnungsgrundlage für die maximal mögliche jährliche Reduktion der Buchung, sind jedoch von den Netzbetreibern dementsprechend nicht dauerhaft vorzuhalten.*

Begründung: Aus abwicklungstechnischen Erwägungen erscheint es uns zweckmäßig, eine Mindestdauer einer solchen Kapazitätserhöhung von einem Monat festzulegen.

Anmerkung: Wir regen an, dass klarstellend in den Erläuterungen festgehalten wird, dass diese Möglichkeit der „befristeten Kapazitätsbuchung“ unabhängig von der Jahresbestellung besteht und in Form eines Netzzugangsanspruchs zu beantragen ist. Eine solche Kapazitätserhöhung ist je nach Verfügbarkeit der betreffenden Standardkapazität möglich bzw. muss andernfalls auf unterbrechbarer Basis erfolgen. Kapazitätserhöhungen für die Dauer von mehr als zwei Jahren sind als unbefristete Kapazitätsbuchung entsprechend Anlage 1, III. Kapazitätserweiterung zu qualifizieren und ggf. in weiterer Folge in der langfristigen Planung zu berücksichtigen. Aus abwicklungstechnischen Erwägungen gilt es zu berücksichtigen, dass die Kapazitätserhöhung mit einer ausreichenden Vorlaufzeit zu buchen ist (vgl. §18 Abs 1 Ziffer 18 GWG). Durch die Umstellung auf kurzfristig buchbare Kapazität ist es aus unserer Sicht erforderlich, die Art der Zuteilung des dynamisch festen Anteils der SK zur gebuchten nominalen SK von einer vollständigen Zuteilung auf eine „pro rata“ Zuteilung zu ändern.

3. § 25 Abs. 8 Z 3

*die Messdaten für Netzbenutzer mit Lastprofilzähler, werden von den Verteilernetzbetreibern je Versorger täglich an den Bilanzgruppenkoordinator, **an den Verteilergebietsmanager** und den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen übermittelt.*

Begründung: Die Messdaten je Versorger sind auch für den Verteilergebietsmanager operativ wichtige Informationen, da in den entsprechenden Messdaten-Aggregaten insbesondere Versorgerwechsel von den Verteilernetzbetreibern bereits mit berücksichtigt sind.

4. § 25 Abs. 8 Z 6

die stündliche Datenbereitstellung von vorläufigen Messwerten der jeweils vorhergehenden Stunde des Gastages der Endverbraucher mit Lastprofilzähler je Zählpunkt für den jeweiligen

Versorger und die monatliche Datenbereitstellung von endgültigen stündlichen Messwerten der Endverbraucher mit Lastprofilzähler je Zählpunkt für den jeweiligen Versorger und den Verteilergebietsmanager. Auf Kundenwunsch sind diese Werte dem Kunden zur Verfügung zu stellen.

Begründung: Sollte dennoch eine zählpunktgenaue Bereitstellung der Messdaten von Endverbrauchern mit Lastprofilzählern verpflichtend verordnet werden, wäre darüber hinaus mit verhältnismäßig wenig Zusatzaufwand neben der Bereitstellung von vorläufigen Messwerten auch die monatliche Bereitstellung von endgültigen stündlichen Messwerten der Endverbraucher mit Lastprofilzähler je Zählpunkt für den jeweiligen Versorger sinnvoll. Zum Zwecke der Qualitätsverbesserung im Rahmen einiger Aufgaben des Verteilergebietsmanagers (Verbrauchsermittlung, Netzzugangsprüfung, etc.) hätte auch der Verteilergebietsmanager sinnvolle Verwendung für diese Daten.

Anmerkung: AGGM geht davon aus, dass die stündlich zählpunktgenaue Bereitstellung der Messdaten von allen Endverbrauchern mit Lastprofilzählern für Verteilernetzbetreiber eine in naher Zukunft (zumindest teilweise) unerfüllbare Anforderung darstellt. In diesem Fall wäre von einer Verordnung dieses Absatzes wieder abzusehen oder alternativ die verpflichtende Datenbereitstellung an eine Mindestgröße von Endverbrauchern und/oder an einen längeren Lieferzyklus (z.B. täglich) zu binden.

5. § 34 Abs. 3

Alle Fahrpläne und Nominierungen sind von den Bilanzgruppenverantwortlichen grundsätzlich im Stundenraster, unter Einhaltung einer Vorlaufzeit von zumindest einer Stunde, mit dem jeweiligen Vertragspartner auszutauschen. Abweichend davon gilt für die Renominierung von Grenzkopplungspunkten auf Fernleitungsebene und im Verteilergebiet eine Vorlaufzeit von zwei Stunden.

Begründung: Grundsätzlich sind – wie auf Fernleitungsebene – auch für Grenzkopplungspunkte im Verteilergebiet Nominierungsabgleichprozesse zwischen Netzbetreibern erforderlich, die eine Renominierungsfrist von insgesamt zwei Stunden erfordern.

Anmerkung: Wir regen an, dass klarstellend in den Erläuterungen Folgendes festgehalten wird:

Bilanziell ausgeglichene Renominierungen eines BGV unter Nicht-Einhaltung der getrennten Vorlaufzeiten (eine Stunde im Verteilergebiet¹ und zwei Stunden im Fernleitungsnetz) bewirken Unausgeglicheneheiten inkl. Versand von Imbalance Notices durch den MGM. Dies deshalb, weil der MGM aufgrund des Nominierungsabgleichprozesses im Fernleitungsnetz Allokationen regelkonform jeweils erst in der Folgestunde nach Erhalt der Allokationen aus dem Verteilergebiet erhält und somit Unausgeglicheneheiten registriert. Renominiert der BGV in dieser Weise über fünf Stunden hinweg in Folge, erfolgt der Ausgleich durch den MGM an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt im Namen und auf Rechnung des betroffenen BGV gemäß AB MGM.

Um diesem potentiellen Unausgeglicheneheitsrisiko zu entgehen, muss der BGV im genannten Beispiel konsequent mit zweistündiger Vorlaufzeit im Fernleitungsnetz und um eine Stunde zeitversetzt mit nur einstündiger Vorlaufzeit im Verteilergebiet renominieren.

6. § 47 Abs. 12

¹ Mit Ausnahme der Grenzkopplungspunkte im Verteilergebiet.

§ 18 Abs. 8, ~~§ 25 Abs. 8 Z 3 und Z 6 sowie § 34 Abs. 1 bis Abs. 3~~, in der Fassung der GMMO-VO Novelle 2017, BGBl. II Nr. xxx/2017, treten mit Beginn des Gastages 1. Februar 2018 in Kraft. ~~§ 34 Abs. 1 bis Abs. 3, in der Fassung der GMMO-VO Novelle 2017, BGBl. II Nr. xxx/2017, treten mit Beginn des Gastages 5. April 2018 in Kraft. § 25 Abs. 8 Z 3 und Z 6 in der Fassung der GMMO-VO Novelle 2017, BGBl. II Nr. xxx/2017, treten mit Beginn des Gastages 1. Oktober 2018 in Kraft.~~ Die übrigen Bestimmungen der Novelle treten mit Beginn des Gastages 15. September 2017 in Kraft.

Begründung: Um eine ausreichende Vorbereitungszeit für Schulungen und erforderliche IT-Anpassungen sicherzustellen, sollte nach Ansicht der AGGM das Inkrafttreten des § 34 Abs. 1 bis Abs. 3 nicht vor April 2018 erfolgen. Da der 1. April 2018 auf einen Sonntag fällt, empfehlen wir den 5. April als geeigneten Zeitpunkt für das Inkrafttreten des § 34 Abs. 1 bis Abs. 3.

Sollte eine zählpunktgenaue Bereitstellung der Messdaten von Endverbrauchern mit Lastprofilzählern verpflichtend verordnet werden, wären bei den Verteilernetzbetreibern umfangreiche Erweiterungen in den Bereichen Datenkommunikation und –Verarbeitung durchzuführen, für die laut Einschätzung der AGGM eine Umsetzungsdauer von mindestens einem Jahr zu veranschlagen wäre. Genauere Informationen dazu wären bei den Verteilernetzbetreibern noch zu erheben.

AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Wien, 27.07.2017