

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email an: marktregeIn@e-control.at

Umwelt, Innovation und Technologietransfer
Abteilung Wirtschaftspolitik
Wirtschaftskammer Wien
Stubenring 8-10 | 1010 Wien
T 01/514 50-1306 | F 01/514 50-1480
E franziska.aujesky@wkw.at
W <http://wko.at/wien/umwelt>

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Unser Zeichen, Sachbearbeiter
2014/14139/Mag. Aujesky

Durchwahl
1306

Datum
02.08.2017

Stellungnahme zu den Novellen zur Gas-Marktmodell-Verordnung, Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung, AK BKO und Sonstige Marktregeln

Sehr geehrte Damen und Herren,

herzlichen Dank für die Übermittlung der Entwürfe zu den Novellen zur Gas-Marktmodell-Verordnung, Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung, AK BKO und Sonstige Marktregeln. Die Wirtschaftskammer Wien nimmt dazu wie folgt Stellung:

I. Zur Gas-Marktmodell-Verordnung-Novelle 2017

ad) § 1 Abs. 2:

Der Begriff in Abs 2 Z 17 „vertraglich vereinbarte Höchstleistung“ sollte in den Begriffsbestimmungen beibehalten werden, da er u.a. die Grundlage für die Lastprofiltrennung LGZ-Std und LGZ-Tag ist. Zusätzlich wird u.a. in § 13 Abs. 2a, § 14 Abs 4, § 18 Abs. 6 ect. der Begriff „vertragliche Höchstleistung“ verwendet.

ad) § 24 Abs 4 Z 2

Größter Verursacher von Netzverlusten sind Messungenauigkeiten (Ablesezeitpunkte abweichend zum Ultimo Gastag - bei Endverbrauchern mit Standardlastprofilen nahezu immer der Fall, Abweichungen tatsächlicher Brennwert zu Verrechnungsbrennwert). Netzverluste, welche durch Schadensereignisse hervorgerufen werden, sind per se nicht messbar. Der Vorschlag zu § 24 Abs 4 Z 2 würde zudem auch Messungen für Ausblase- und Befüllmengen sowie Undichtheiten bzw. den entsprechenden Nachweis weshalb keine Messung erfolgt gegenüber der Regulierungsbehörde erforderlich machen.

Die Bestimmung sollte daher aus unserer Sicht, um den technischen Möglichkeiten zu entsprechen, rein auf Messungen des Eigenverbrauches reduziert und folgendermaßen ergänzt werden:

„2.Sollte eine Messung des Eigenverbrauches aus wirtschaftlichen Gründen nicht vertretbar sein, so ist dies der Regulierungsbehörde nachzuweisen und ein entsprechendes Berechnungsmodell zur Ersatzwertbildung vorzulegen. Sollte keine Messung für die Netzverluste vorhanden sein, sind Werte aus dem Vorjahr bzw. bestmöglich geschätzte Werte für die Fahrplan- bzw. Nominierungserstellung heranzuziehen.“

ad) § 25 Abs 8 Z 3:

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. Wir schlagen daher folgende Ergänzung vor:

„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.

Die Wortfolge „Messdatenbereitstellung von Endverbrauchern“ in den Erläuterungen zu Z 3 ist missverständlich und sollte daher auf „Messdatenbereitstellung“ reduziert werden, da die Daten - so wie bisher - durch den Netzbetreiber bereitgestellt werden.

ad) § 25 Abs. 8 Z 6:

Die stündliche Datenbereitstellung sollte nochmals überdacht werden, da eine Erweiterung auf Stundenintervalle - zusätzlich zu der jetzt schon praktizierten täglichen Datenbereitstellung - bedeutet eine tiefgreifenden Änderung aller beteiligten Prozesse und Systeme und ist darüber hinaus nicht für alle Zählpunkte möglich. 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 mit einem erheblichen Installations- und Mehraufwandaufwand durchzuführen. Genauere Informationen dazu sind den jeweiligen Stellungnahmen zu entnehmen bzw. wären bei den Verteilernetzbetreibern noch im Detail zu erheben.

Die stündliche Datenbereitstellung kann mit den bestehenden Systemen nicht umgesetzt werden:

Die Lastprofilzähler können aktuell nur 1x täglich ausgelesen werden (Fernausslesung), da die Systeme technisch nicht für eine stündliche Auslesung und Übertragung ausgelegt sind. Die bestehenden Datenstrukturen der einzelnen LPZ Anlagen müssten daher komplett neu aufgebaut werden. Die Umrüstung wäre nur sehr aufwendig und enorm kostenintensiv zu bewerkstelligen. Eine Integration in die bereits vorhandenen Strukturen ist nicht möglich. Es ist ein Neuaufbau sämtlicher Softwaremodule notwendig (neue Softwareentwicklung).

Bei allen betroffenen Anlagen sind Umbaumaßnahmen erforderlich (Austausch der Übertragungsboxen, Errichtung eines Stromanschlusses,...) und bei den Backend-Systemen (Zählerfernausslesung, MaKo,??...) müssen die Programme von derzeit tägliche auf stündliche Verarbeitung, Datenformate und Kommunikation umprogrammiert werden. Der Austausch der Übertragungsboxen ist erforderlich, da mit den derzeit im Einsatz befindlichen Übertragungsboxen bei Umstellung auf stündliche Kommunikation die Datensicherheit nicht gegeben ist und um die Kommunikation der Messwerte für die vorangegangene Stunde zu ermöglichen.

Für die Erweiterung der Zählerfernausslesung wären zudem zumindest erforderlich: Empfangsserver (für den gleichzeitigen Empfang aller LPZ innerhalb von ca. 30 Minuten), Berechnungsserver (für die Verarbeitung aller dieser LPZ-Daten; auch Umrechnung von Betriebs- auf Normvolumen) und ein Versandserver für die Übertragung der Stundenwerte an die Marktteilnehmer.

- **Sinnhaftigkeit fraglich:** Die Wirtschaftlichkeit einer stündlichen Datenauslesung und -bereitstellung für alle tagesbilanzierten lastprofilgezählten Kunden ist nicht darstellbar, da die meisten dieser Kunden ihre Spitzenleistung nicht optimieren müssen. Überwiegend handelt es sich um LPZ-Zählpunkte mit relativ geringen vertraglich vereinbarte Höchstleistung (zumeist ≤ 2.000 kWh/h). Eine allfällige Änderung des Verbrauchsverhaltens einzelner Kunden erreicht aus unserer Sicht daher keine für eine ausgeglichene Bilanzierung durch den Versorger/BGV bzw. Netzsteuerung durch den Verteilergebietsmanager (die wohl in erster Linie über „Netzebene 1-Daten“ erfolgt)

relevante Größenordnung und steht in keinem Verhältnis zu dem oben angeführten Aufwand.

- **Problem bei Batterrierversorgung:**

In den meisten Netzbereich sind Lastprofilzähler mit eingebautem Batteriespeicher im Einsatz, bei denen sich die Lebensdauer bei einer stündlichen Auslesung soweit reduziert, dass keine vollständige Eichperiode überbrückt werden kann und ein vorzeitiger Wechsel ebenfalls vermeidbare Kosten verursachen würde (Kapazität der Batterrierversorgung reicht für eine stündliche Auslesung nicht aus). Der Anschluss der LPZ-Anlagen an das Stromnetz (Netzspannungsversorgung 230V) ist technisch nicht überall möglich oder würde für die Kunden einen hohen finanziellen Aufwand bedeuten.

- **Eine stündliche Auslesung kann unverlässlich sein:**

Ein weiterer Grund für die Ablehnung ist die steigende Fehlerhäufigkeit, die bei einem erhöhten Datenverkehr im Übertragungsnetz gegenüber einer täglichen Auslesung zu erwarten ist. Der dadurch anfallende Mehraufwand würde zusätzlich Kosten verursachen. Sowohl für den Zeitraum der Umsetzung als auch für den späteren Betrieb werden Netzbetreiber ständig mit Übertragungsproblemen der Daten konfrontiert sein, da diese über das Mobilfunknetz weitergeleitet werden und es immer wieder zu Problemen bei der Datenweiterleitung kommt. Schon derzeit bestehen Probleme die täglichen Daten vollständig und korrekt zu holen. Gründe sind sporadisch auftretende Ausfälle an den Geräten (LPZ, Komm-Module) und an den Übertragungskanälen (Mobilnetz, Festnetz, GPRS/Internet etc.).

- Eine stündliche automatische Datenholung (Sicherstellung, dass die Datenholung nach spätestens 40 Minuten abgeschlossen ist) erfordert eine Aufrüstung der Anzahl Rechner bzw. Rechnerleistung - damit verbunden auch der Anstieg der Kosten. Ebenso müssen die Werte stündlich plausibilisiert werden und das 24h am Tag; stündlich verschickte Daten könnten in so kurzer Zeit aber wohl kaum plausibilisiert werden.
- Die betroffenen Exporte (MSCONS-Lastprofilversand an Energieversorgern, Lastprofil-Excel Export an Anlagenbetreiber, ...) müssten von täglich auf stündlich angepasst werden. Dies hat zur Folge, dass aufgrund der Laufzeiten in den Systemen nur mit hohem Aufwand das Problem von stündlichen Überschneidungen bei den Exporten hintangehalten werden kann.
- Für den Fall, dass dem Verteilernetzbetreiber einzelne Messwerte aufgrund von technischen Ausfällen nicht zur Verfügung stehen, fordern die Erläuterungen die Bildung adäquater Ersatzwerte. Die stündlichen LPZ-Werte können nur automatisiert ausgelesen und übertragen werden, eine belastbare „Ersatzwertbildung“ bei Ausfällen ist dem Netzbetreiber nicht möglich ist, da ihm die hierfür erforderlichen Informationen fehlen. Eine automatisierte Ersatzwertbildung ist in den Systemen nicht implementiert und würde zusätzlichen Aufwand für den Verteilernetzbetreiber bedeuten. Vor diesem Hintergrund hat die Ersatzwertbildung daher zu entfallen oder könnte vom jeweiligen Versorger selbst durchgeführt werden.

Aktuell ist es bereits jetzt möglich, für relevante Kunden, eine Online-Messung zu installieren um verlässliche, zeitnahe Daten des Kunden zur Verfügung zu stellen. Eine generelle

Bereitstellung von Stundendaten für alle LPZ wird aus den oben genannten jedoch Gründen abgelehnt.

Auch der Verteilergebietsmanager 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.“

Zusammenfassend ist daher festzuhalten, dass solche gravierenden Umstellungen, die sowohl das Kommunikationsvolumen als auch die Komplexität der Datenvorhaltungen erheblich erhöhen, einer gemeinsamen Diskussion zwischen Behörde und Branche bedürfen, welche deutlich mehr Zeit in Anspruch nimmt als in der Begutachtungsfrist vorgesehen.

Dabei sind auch der tatsächliche Bedarf und der Nutzen dieser Umstellung zu erheben und mit den zunehmenden Aufgaben und Kosten für die Netzbetreiber abzuwägen. Es ist jedenfalls ein Signal von der Behörde erforderlich, wie der zusätzliche Aufwand in der Kostenbasis berücksichtigt wird.

ad) § 34 Abs. 1 und 2 und SoMa Kapitel 2:

Die Festlegung, dass ab 01.02.2018 als Datenformat ausschließlich ein XML Format zu verwenden ist, wird ebenfalls abgelehnt, da die derzeitige Marktkommunikation der Verbrauchsdaten von Verteilernetzbetreiber an die Marktteilnehmer bzw. an den Verteilernetzbetreiber auf MSCONS basiert und in den Systemen entsprechend implementiert ist. Im Strombereich werden aktuelle Änderungen im Rahmen von Smart Metering durchgeführt, allerdings bleibt die bestehende Marktkommunikation für Lastprofilzähler aktuell unverändert im MSCONS Format. Aus Kostengründen sollte die Marktkommunikation mit MSCONS auch weiterhin möglich sein. Dies gilt auch für den Datenaustausch mit dem Endverbraucher (Punkt 78, SoMa Kapitel 2), der ebenfalls aus Kostengründen weiterhin im EXCEL Datenformat möglich sein soll.

Zu § 34 Abs 3 GMM-VO - Verkürzung der Vorlaufzeit im Verteilergebiet:

Wir begrüßen die beabsichtigte Änderung der Vorlaufzeit auf eine Stunde für Renominierungen bzw. Änderungen von Mengenanmeldungen im Verteilergebiet für Endverbraucher, Speicher, Produktion und VHP.

Die notwendige Beibehaltung der Vorlaufzeit von 2 Stunden auf der Transitebene erhöht jedoch die Komplexität der Bilanzierung in den IT Systeme der Marktteilnehmer. Aufgrund der unterschiedlichen Vorlaufzeiten und den damit verbundenen möglichen zeitverzögerten Renominierungen der Bilanzgruppen-verantwortlichen (beispielsweise an einem IP Entry und am Speicher), könnten den Bilanzgruppenverantwortlichen ungerechtfertigte Imbalances auf der Fernleitungsebene durch den Marktgebietsmanager zugerechnet werden. Um dies zu vermeiden, sehen wir es als notwendig, dass der Marktgebietsmanager Maßnahmen oder weiterführende Regelungen definiert, damit solche ungerechtfertigten Imbalances jedenfalls vermieden werden.

Des Weiteren sind - wie auf Fernleitungsebene - auch für Grenzkopplungspunkte im Verteilergebiet grundsätzlich Nominierungsabgleichprozesse zwischen Netzbetreibern erforderlich, die eine Renominierungsfrist von insgesamt zwei Stunden erfordern. Wir regen daher die folgende Ergänzung an:

„(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 Grenzkopplungs-punkten auf Fernleitungsebene und im Verteilergebiet eine Vorlaufzeit von zwei Stunden.“

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 Verteilergebiet und zwei Stunden im Fernleitungsnetz) bewirken Unausgeglichheiten 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 Unausgeglichheiten 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 Unausgeglichenheitsrisiko 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.“
-

Zu § 47 Abs 12:

Um eine ausreichende Vorbereitungszeit für Schulungen und erforderliche IT-Anpassungen sicher-zustellen, sollte nach Ansicht des VGM das Inkrafttreten des § 34 Abs 1 bis 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 3.

„(12) § 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. Die übrigen Bestimmungen der Novelle treten mit Beginn des Gastages 15. September 2017 in Kraft.“

II. Zu GSNE-VO

Entgelte für sonstige Leistungen im Fernleitungsnetz, Zu § 8a GSNE-VO:

Folgende ergänzende Klarstellung sollte eingefügt werden:

„...bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung, 7,27 Euro/kWh/h pro Jahr bestimmt.“

III. Zu AB BKO:

Punkt 2.1.1 4) Übermittlung Erhebung der folgenden Stammdaten durch den MGM und deren Übermittlung an den BKO, insbesondere: ...

Begründung: Die vorgeschlagene Änderung läuft dem in § 19 GMMO-VO vorgesehenen Prinzip zuwider, wonach der Marktgebietsmanager die Bilanzgruppenregistrierung im Marktgebiet Ost in Form eines One-Stop-Shops sicherzustellen hat.

IV. Zu den Sonstigen Marktregeln Gas
Zu SoMa Gas, Kapitel 1 (Begriffsbestimmungen)

Punkt 102.

Wir begrüßen die Klarstellung, dass Netzverluste (Pkt. 116) nicht Teil der Messdifferenzen sind. Unter diesem Punkt sollten auch die Differenzen zwischen tatsächlichem und dem mittels G-SNE-VO verordneten Verrechnungsbrennwertes subsummiert werden.

Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Anmerkungen.

Freundliche Grüße

Mag. Franziska Aujesky