

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per Email an: marktregeln@e-control.at

Ihr Zeichen / Ihre Nachricht von

Unser Zeichen
LI/AP

DW
39

Datum
02.08.2017

Stellungnahme des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen zur Konsultation neuer Marktregelentwürfe zur Gas-Marktmodell-Verordnung, Gas-System-nutzungsentgelte-Verordnung, zu den AB BKO und Sonstigen Marktregeln – Kapitel 1 bis 3

Zu den oben genannten Entwürfen möchten wir wie folgt Stellung nehmen und einleitend festhalten, dass die Terminwahl und die gewährte Frist sehr ungünstig gewählt sind, da mit Juli die Haupturlaubszeit beginnt. Somit gestaltet es sich als sehr schwierig, die Fachexperten in den Unternehmen verfügbar zu haben. Die Themen sind von weitreichender Bedeutung und erfordern einen entsprechenden zeitlichen Aufwand zur seriösen Aufbereitung. Begutachtungen zu Marktregeln sollten daher nicht während der Urlaubszeit stattfinden.

I. Zur Gas-Marktmodell-Verordnung-Novelle 2017:

Zu § 2 Abs 1:

Die „vertraglich vereinbarte Höchstleistung“ (Abs 1 Z 17) sollte in den Begriffsbestimmungen nicht entfallen, denn dieser Begriff wird in der GMMO-VO immer wieder angeführt und ist u.a. die Grundlage für die Lastprofiltrennung LGZ-Std und LGZ-Tag. Zusätzlich wird u.a. in § 13 Abs 2a, § 14 Abs 4, § 18 Abs 6 etc. der Begriff „vertragliche Höchstleistung“ verwendet. Eine Definition in dieser VO selbst wäre für Marktteilnehmer daher sicherlich hilfreich im Vergleich zu einem bloßen Verweis auf § 2 GSNE-VO. Jedoch weichen derzeit die Definitionen der „vertraglich vereinbarten Höchstleistung“ in der GMMO-VO und in der GSNE-VO voneinander ab; in der GSNE-VO findet sich noch der Zusatz „*Änderungen des Nutzungsverhaltens berechtigen nicht zu einer Änderung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung*“.

Dieser Zusatz müsste daher auch in § 2 Z 17 GMMO-VO aufgenommen werden.

Zu § 5 – Ein- und Ausspeisezonen:

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.

Im Übrigen verweisen wir auf die Stellungnahmen der betroffenen Unternehmen.

Zu § 16 Abs 1, 1a und § 17 letzter Satz – Netzzugang für Speicherunternehmen:

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

„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.“

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 Netzzugangsantrags zu beantragen ist. Eine solche Kapazitätserhöhung ist je nach Verfügbarkeit der betreffenden Standardkapazität möglich bzw. muss andernfalls auf unterbrechbarer Basis erfolgen. Kapazitätserhöhungen für 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 Z 18 GWG). Durch die Umstellung auf kurzfristig buchbare Kapazität ist es aus unserer Sicht erforderlich, die Art der Zuteilung des dynamisch festen Anteils der Standardkapazität zur gebuchten nominalen Standardkapazität von einer vollständigen Zuteilung auf eine „pro rata“ Zuteilung zu ändern.

Zu § 24 Abs 4 Z 2 - Netzverlustbilanzgruppe:

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.“

Zu § 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.

Zu § 25 Abs 8 Z 6 - Stündliche Übermittlung von LPZ-Messwerten vom Verteilernetzbetreiber

Wie den Erläuterungen zu entnehmen ist, soll die stündliche Übermittlung von LPZ-Messwerten den Versorgern und BGV ein rasches Reagieren auf Verbrauchsänderungen ihrer Kunden ermöglichen. Aus **Versorgersicht** kann diese zusätzliche Verpflichtung der Netzbetreiber zur Datenübermittlung daher grundsätzlich begrüßt werden. Eine abschließende Beurteilung oder einheitliche Sicht ist aber derzeit noch nicht gegeben. So haben sich im Fachverband bislang wenige Versorger ausdrücklich – jedoch ohne Angabe des erforderlichen Kundenkreises - für die geplante stündliche Übermittlung ausgesprochen (und zwar kostenfrei und in einem standardisierten, leicht zu verarbeitenden Format); nach Meinung eines Versorgers wiederum sollte diese stündliche Übermittlung nicht pauschal für alle leistungsgemessenen Kunden gelten, sondern nur für einen noch final zu definierenden Kreis jener Endverbraucher, deren Leistungs- und Verbrauchsdaten die Prognose überhaupt signifikant beeinflussen können bzw. von denen eine nennenswerte Auswirkung auf die Ausgleichsenergiebewirtschaftung erwartet wird.

Es muss daher erst genau erhoben werden, wie viele Versorger diese stündliche Bereitstellung aller LPZ-Daten überhaupt bzw. ab welcher Kundengröße tatsächlich benötigen - bevor die Systemkosten

der Netzbetreiber voreilig und unnötig deutlich erhöht werden. Dies insbesondere vor dem Hintergrund, dass Netzbetreiber mit den Netzkosten ständig einem Kostenreduktionsdruck unterliegen.

Von den Verteilnetzbetreibern wird die stündliche Datenbereitstellung hingegen aus den nachstehenden Gründen abgelehnt:

Eine Erweiterung auf Stundenintervalle - zusätzlich zu der jetzt schon praktizierten täglichen Datenbereitstellung (§ 25 Abs 8 Z 3) - bedeutet eine tiefgreifende 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 Verteilnetzbetreibern umfangreiche Erweiterungen in den Bereichen Datenkommunikation und –verarbeitung mit einem erheblichen Installations- und Mehraufwand durchzuführen – und damit verbunden ist natürlich ein Anstieg der Kosten. Genauere Informationen dazu sind den jeweiligen Unternehmensstellungen zu entnehmen bzw. wären bei den Verteilnetzbetreibern noch im Detail zu erheben.

Im Wesentlichen werden von den Netzbetreibern folgende Argumente angeführt:

- Die stündliche Datenbereitstellung kann mit den bestehenden Systemen nicht umgesetzt werden: Die Lastprofilzähler können aktuell nur 1x täglich fernausgelesen werden, 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.
Bei allen Anlagen wären Umbaumaßnahmen erforderlich (Austausch der Übertragungsboxen, Errichtung eines Stromanschlusses,...) und bei den Backend-Systemen (Zählerfernauslesung, Marktpartnerkommunikation,...) müssen die Programme von derzeit tägliche auf stündliche Verarbeitung, Datenformate und Kommunikation umprogrammiert werden. Eine Integration in die bereits vorhandenen Strukturen ist nicht möglich. Es ist ein Neuaufbau sämtlicher Softwaremodule notwendig.
Für die Erweiterung der Zählerfernauslesung wären zudem zumindest erforderlich: Empfangsserver für den gleichzeitigen Empfang aller LPZ innerhalb einer bestimmten Zeit, Berechnungsserver für die Verarbeitung all 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 einer relativ geringen vertraglich vereinbarten Höchstleistung

(zumeist ≤ 2.000 kWh/h). Eine allfällige Änderung des Verbrauchsverhaltens einzelner Kunden erreicht 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 Batterieversorgung:** In den meisten Netzbereichen 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 Batterieversorgung 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 der LPZ-Werte 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.).
- Stündliche Exporte hätten zudem zur Folge, dass aufgrund der Laufzeiten in den Systemen nur mit hohem Aufwand das Problem von stündlichen Überschneidungen bei den Exporten (MSCONS-Lastprofilversand an Versorger, Lastprofil-Excel Export an Anlagenbetreiber, ...) hintangehalten werden kann. Ebenso müssten die Werte stündlich plausibilisiert werden und das 24h am Tag; stündlich verschickte Daten könnten in so kurzer Zeit aber wohl kaum plausibilisiert werden.
- Falls dem Verteilernetzbetreiber einzelne Messwerte aufgrund technischer Ausfälle 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, 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.

- Eine direkte Übermittlung an den Endverbraucher erfordert weitere Schnittstellen und erhöht den Aufwand zusätzlich. Sofern ein Bedarf an kurzfristigen Verbrauchswerten vorliegt, kann eine Datenübergabe vor Ort (Impulse) eingerichtet werden, die ihm zudem eine detailliertere und zeitnähere Information ermöglicht.

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 von den Netzbetreibern jedoch abgelehnt.

Technisch gesehen ist auch das vorhandene Linepack in den Verteilernetzen ausreichend, um kurzfristige Lastschwankungen auszugleichen ohne dass Versorger oder Verteilergebietsmanager ausgleichende Eingriffe vorzunehmen haben. Dies hat sich in den letzten Jahrzehnten in der Praxis eindrucksvoll dargestellt. Mit der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 wurde das Linepack im Zuge des Modellwechsels auf Tagesbilanzierung für die große Masse der Kunden und deren Versorgern kostenlos zur Verfügung gestellt. Wirtschaftlich zeigen sich diese Effekte wohl über die geringen Preisunterschiede für positive und negative Ausgleichsenergie und zwar bereits über mehrere Jahre.

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 der Behörde und der 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 dem Aufwand und den Kosten für die Netzbetreiber abzuwägen. Es ist jedenfalls ein Signal von der Behörde erforderlich, wie der zusätzliche Aufwand in der Kostenbasis berücksichtigt wird.

Sollte dennoch eine zählpunktgenaue stündliche Bereitstellung der Messdaten von Endverbrauchern mit Lastprofilzählern verpflichtend verordnet werden, müsste jedenfalls eine **ausreichend lange Umsetzungsfrist** eingeräumt werden. Der erforderliche Umbau von Hardware und Software ist in dieser kurzen Zeit definitiv nicht umsetzbar. Zudem muss auch der Netzkunde bei den Umrüstungsarbeiten eingebunden werden und er muss für die Herstellung des Stromanschlusses die Kosten übernehmen.

Eine Umsetzung bis 1. Februar 2018 ist bei den Kombinationsnetzbetreibern auch aufgrund der Ressourcenbindung durch die Smart Meter Einführung (Strom) und dem bereits angesprochenen

Mehraufwand zeitlich nicht möglich. Mit der flächendeckenden Umsetzung wäre frühestens Mitte 2019 zu rechnen.

Um eine überbordende Kostenbelastung, die auch in keinem ausgewogenen Kosten-Nutzen-Verhältnis mehr steht, zu vermeiden, sollte ZUDEM nur für große Endverbraucher eine stündliche Datenübertragung verpflichtend werden. Eine allenfalls relevante Größenordnung könnte aus unserer Sicht eine vertraglich vereinbarte Höchstleistung > 25.000 kWh/h darstellen, wobei in diesen Fällen eine Online-Übertragung an den VGM vorgeschlagen wird. Die Übermittlung an den Versorger sollte aus unserer Sicht analog zu Nr. 85 Kap 2 SoMaGa („Online-Messung“) erfolgen. Kap 2 SoMaGa ist auch in diesem Sinne zu adaptieren, wobei festzuhalten ist, dass keine direkte Übermittlung an den Endverbraucher erfolgt, sondern sich dieser bei Bedarf eine Datenübergabe vor Ort (Impulse) einrichten kann, die ihm zudem eine detailliertere und zeitnähere Information ermöglicht.

Jedenfalls ist festzuhalten, dass den Netzbetreibern die Kosten nach der nun abgeschlossenen Kostenprüfung zusätzlich anerkannt werden müssen – dies gilt auch für die laufenden Kosten in den Folgejahren.

Zur Qualitätsverbesserung im Rahmen einiger Aufgaben des Verteilergietsmanagers (Verbrauchs-ermittlung, Netzzugangsprüfung, etc.) wäre für den VGM zusätzlich auch die monatliche Bereitstellung von endgültigen stündlichen Messwerten der Endverbraucher für den jeweiligen Versorger sinnvoll:

„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 Verteiler-gietsmanager. Auf Kundenwunsch sind diese Werte dem Kunden zur Verfügung zu stellen.“

Zu § 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 abgelehnt, da die derzeitige Marktkommunikation der Verbrauchsdaten an den Verteilernetz-betreiber bzw. von Verteilernetzbetreiber an die Marktteilnehmer 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 Last-profilzähler 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 - 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-Systemen der Marktteilnehmer. Aufgrund der unterschiedlichen Vorlaufzeiten und den damit verbundenen möglichen zeitverzögerten Renominierungen der Bilanzgruppenverantwortlichen (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 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 Grenzkopplungspunkten auf Fernleitungsebene und von Grenzkopplungspunkten im Verteilergebiet eine Vorlaufzeit von zwei Stunden.“

Ergänzend regen wir in den Erläuterungen folgende Klarstellung an:

„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 Unausgeglichheitsrisiko zu entgehen, muss der BGV im genannten Beispiel konsequent mit zweistündiger Vorlaufrist im Fernleitungsnetz und um eine Stunde zeitversetzt mit nur einstündiger Vorlaufrist im Verteilergebiet renominieren.“

Zu § 47 Abs 12 - Inkrafttreten:

Um eine ausreichende Vorbereitungszeit für Schulungen und erforderliche IT-Anpassungen sicherzustellen, sollte das Inkrafttreten des § 34 Abs 1 bis 3 nicht vor April 2018 erfolgen.

„(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 1. April 2018 in Kraft. Die übrigen Bestimmungen der Novelle treten mit Beginn des Gastages 15. September 2017 in Kraft.“

II. Zur 2. Novelle 2017 der Gas-Systemnutzungsentgelte-VO

Zu § 8a GSNE-VO:

Bei den Entgelten für sonstige Leistungen im Fernleitungsnetz, sollte folgende Klarstellung ergänzend eingefügt werden:

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

III. Zu den Allgemeinen Bedingungen des BKO:

Punkt 2.1.1 4:

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. Wir schlagen daher folgende Änderung vor:

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

IV. Zu den Sonstigen Marktregeln – Kapitel 1,2, 3 für die Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg

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.

Punkt 116:

Unseres Erachtens sollte klargestellt werden, dass auch durch Beschädigungen von Dritten hervorgerufene Gasaustritte Netzverluste darstellen. Andernfalls sollte eine weitere Begriffsdefinition aufgenommen werden, die es Netzbetreibern ermöglicht, auf Basis dieser Begriffsdefinition ausgetretene Erdgasmengen rechtssicher den Schädigern in Rechnung zu stellen.

Zu SoMa Gas – Kapitel 2 (Kommunikation und Fristenlauf)

Wie bereits zu § 25 Abs 8 Z 6 ausgeführt ist eine stündliche Übermittlung der LPZ-Werte nur mit außerordentlich hohem Aufwand und auch nicht so kurzfristig umsetzbar und wird daher von den betroffenen Netzbetreibern abgelehnt. Dies gilt daher ebenso für die geänderten Punkte 49 ff im Kapitel 2, welche die beabsichtigte Regelung des § 25 Abs 8 Z 6 in der Anwendung präzisieren. Für die Ausgestaltung der Marktregeln ist ein langfristiges Konzept erforderlich und keine überstürzte Änderung.

Unabhängig davon sollte das Format Excel nicht gestrichen werden (Nr. 78), da es ein einfach zu handhabendes Format für Endverbraucher darstellt. Das Datenformat MSCONS bedarf bei Endverbrauchern in der Regel die Anschaffung eines entsprechenden Converters, was unseres Erachtens eine Verschlechterung für die Endverbraucher darstellt. Zum aktuellen Zeitpunkt haben mehrere Netzbetreiber auch noch kein Webportal für Endverbraucher mit Lastgangmessung im Einsatz, da bisher keine Nachfrage gegeben war. Eine Anbindung an ein solches Webportal bis zur geplanten Inkraftsetzung ist nicht umsetzbar.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahmen, bitten um Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen Ihnen für Rückfragen sowie Gespräche gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße



Mag. Michael Mock
Geschäftsführer



Mag. Michael Lichnovsky
Referent Gas