

Energie-Control Austria (E-Control)
Rudolfsplatz 13A
1010 Wien

Ergeht per Mail:
marktregeln@e-control.at

Abteilung für Umwelt- und Energiepolitik
Wiedner Hauptstraße 63 | Postfach 189
1045 Wien
T 0590 900DW | F 0590 900269
E up@wko.at
W wko.at/up

| | | | |
|---------------------------------|-------------------------------|-----------|-----------|
| Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom | Unser Zeichen, Sachbearbeiter | Durchwahl | Datum |
| | Up/001/VG/BB | 3451 | 31.7.2014 |
| | MMag. Verena Gartner | | |

Gas-Marktmodell-Verordnung Novelle 2014 (GMMO-VO Novelle 2014) sowie Änderung der Sonstigen Marktregeln - Kapitel 2 - STELLUNGNAHME

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) dankt für den zur Verfügung gestellten Novellierungsentwurf des Vorstands der Energie-Control Austria über die Gasmarkt-Modell-Verordnung samt Änderung der Sonstigen Marktregeln - Kapitel 2 und nimmt dazu wie folgt Stellung:

I. ALLGEMEINES

Mit der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) wurde ab dem 1. Jänner 2013 ein neues Gasmarktmodell in Österreich erfolgreich umgesetzt. Dadurch konnte das österreichische Gasnetz verstärkt ins europäische Netz integriert werden. Die nun geplante Novelle dieser Verordnung schränkt jedoch die Flexibilität der Nutzung des Gasnetzes unverhältnismäßig ein. Viele Gaskraftwerke in der EU befinden sich in wirtschaftlichen Schwierigkeiten. Eine große Zahl dieser Kraftwerke kann nur dadurch erhalten werden, dass sie zeitweilig planmäßig vom Netz genommen werden (siehe Anmerkungen zu § 13 Abs 2a).

II. ZU DEN EINZELNEN BESTIMMUNGEN

Zu § 2:

Wie schon im derzeitigen § 11 Abs 6 und 7 GMMO-VO wird auch im § 12 des vorliegenden Entwurfes der Begriff „Sub-Bilanzkonto“ ohne nähere Erläuterung verwendet (auch im Kapitel 1 SoMa Gas ist dazu nichts zu entnehmen). Eine Definition in den Begriffsbestimmungen des § 2 GMMO-VO ist daher erforderlich. Gleiches gilt auch für den Begriff „Operational Balancing Agreement“ (siehe Anmerkungen zu § 41 Abs 11).

Zu § 12:

Die Regelungen des Entzugs einer systematisch ungenutzten Kapazität sollen sich nunmehr nicht mehr auf den Netzbenutzer, sondern auf die seitens des Bilanzgruppenverantwortlichen („BGV“) nominierten Kapazitäten beziehen. Dadurch soll dem österreichischen Marktmodell Rechnung getragen werden, wonach der BGV die Entry/Exit Kapazitäten no-

miniert. Als Basis für die Gegenüberstellung mit der nominierten Kapazität dienen alle an einem Punkt von dem oder den Netzbenutzer(n) eingebrachten Kapazitäten.

Auch wenn diese Umstellung logisch erscheint, lässt die praktische Umsetzung jedoch vieles offen und wirft einige Probleme auf, die wir im Folgenden gerne etwas näher aufzeigen möchten.

Der BGV nominiert die Kapazitäten in aggregierter Form, d.h. es ist nicht ersichtlich für welchen Netzbenutzer tatsächlich Kapazitäten nominiert werden. Ersichtlich ist nur die Gesamtkapazität, welche der BGV für alle Netzbenutzer, die dem jeweiligen BGV Kapazitäten übertragen haben, nominiert.

Gemäß Abs. 2 soll der Fernleitungsnetzbetreiber („TSO“) den Entzug einer Kapazität dem Netzbenutzer schriftlich ankündigen. Unklar ist uns jedoch, inwiefern der TSO die aggregierte Kapazitätsnominierung den einzelnen Netzbenutzern zuordnet, da er uE nicht über die dafür notwendige Information verfügt.

Ferner soll als systematisch ungenutzte Kapazität gelten, wenn der BGV die seiner Bilanzgruppe bzw. seinem Sub-Bilanzkonto zugeordnete feste Kapazität dauerhaft während eines Zeitraumes von mindestens drei aufeinanderfolgenden Monaten innerhalb des vorangegangenen Kalenderjahres auf Stundenbasis nicht in Anspruch genommen hat. Ausgehend davon, dass Kapazitäten eines Netzbenutzers nicht auf alle Zeiten dem BGV zugeordnet sein müssen, stellt sich uns die Frage, wie bzw. wem tatsächlich die Kapazität entzogen werden soll: Es kann zB vorkommen, dass nach Ablauf des betreffenden Kalenderjahres ein Netzbenutzer Kapazitäten aus dieser Bilanzgruppe nimmt. Wem würde in diesem Fall die Kapazität entzogen (auch wieder unter Berücksichtigung, dass uE der TSO nicht weiß, welcher Netzbenutzer in welchem Ausmaß seine jeweilige Kapazität tatsächlich genutzt hat oder nicht)?

Des Weiteren erscheint uns auch die Situation von Transportkunden, die ihre Kapazitäten rein für Transitzwecke nutzen, kritisch; diesen könnte die von ihnen anteilig eingebrachte Kapazität selbst dann entzogen werden, wenn diese ihren fiktiven Anteil vollständig oder ausreichend in Anspruch nehmen. Eine bestehende vertragliche Verpflichtung gemäß Abs 4 Z 2 muss nicht zwingend gegeben sein, um die Entziehung zu vermeiden.

Sofern unsere Annahme zutrifft, dass der TSO nicht über die konkrete Nominierung der einzelnen Netzbetreiber Bescheid weiß, müsste der Netzbenutzer zusätzlich zu den in Abs. 4 genannten Möglichkeiten zur Abwendung eines Entzugs, diesen auch dadurch abwenden können, dass er die Inanspruchnahme seiner Kapazitäten nachweist.

Umgekehrt erscheint es uns nach wie vor möglich, dass Netzbenutzer das UIOLI umgehen, wenn sie ihre Kapazitäten einfach keinem BGV zuordnen bzw. rechtzeitig im Vorhinein aus einer Bilanzgruppe nehmen.

Teilweise fehlen uE auch klare Regelungen in Bezug auf die zeitliche Abfolge schriftlicher Ankündigung und der Wirksamkeit des Entzugs (es gibt lediglich die 14-tägige Frist, um den Entzug zu verhindern, es wird jedoch nicht angeführt, mit welchem Stichtag die Kapazitäten entzogen werden) sowie über die Dauer eines Kapazitätsentzugs (im Hinblick auf den Bezug auf den Entzug nach Abs 2 Z 3).

Weiters wäre eine klarstellende Regelung wünschenswert, in welche Kapazitätsprodukte (Laufzeit) eine entzogene Kapazität aufgeteilt werden soll und wann eine entzogene Kapazität den Netznutzern bzw. dem BGV wieder zur Verfügung steht.

In diesem Zusammenhang sollten die TSOs auch dazu verpflichtet sein, den BGV in Bezug auf die zugeordneten Kapazitäten Auskunft zu geben und über Änderungen der Zuordnung den BGV aktiv zu informieren. Diese Funktion könnte auch dem Marktgebietsmanager übertragen werden, welcher dem BGV ein Portal zur Verfügung stellt in dem die ihm zugeordneten Kapazitäten eingesehen werden können.

Abs 3:

Laut der beabsichtigten Formulierung des neuen § 12 Abs 3 „erfolgt die Entziehung im Falle von Bilanzgruppen bzw. Sub-Bilanzkonten, in die mehrere Netzbenutzer Kapazität eingebracht haben, anteilig entsprechend der von den Netzbenutzern eingebrachten Kapazität“. Dies hätte aber zur Folge, dass bei ungenutzten Kapazitäten in einer Bilanzgruppe einem darin bilanzierenden Bilanzgruppenmitglied seine Kapazitäten auch dann entzogen würden, wenn er diese immer vorschriftsmäßig genutzt hat. Ein solcher bilanzgruppenweiter „solidarischer Entzug“ von Kapazitäten wird unbedingt abgelehnt, da er die Kapazitätsplanung der unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieder unwägbar aussetzt.

Änderungsvorschlag:

„(3) Die Kapazitäten sind vom Fernleitungsnetzbetreiber in folgendem Umfang zu entziehen; dabei erfolgt die Entziehung im Falle von Bilanzgruppen bzw. Sub-Bilanzkonten, in die mehrere Netzbenutzer Kapazität eingebracht haben, anteilig entsprechend der von den *jeweiligen* Netzbenutzern eingebrachten *und nicht genutzten* Kapazität:“

Zu § 13:

Abs 1:

Die Möglichkeit, für nicht bzw. nicht zur Gänze in Anspruch genommene Kapazitäten ab der vereinbarten Netznutzung eine Zahlung einheben zu können, wird begrüßt. Allerdings sollte diese Möglichkeit auch bei Verträgen zulässig sein, in denen die Netznutzung innerhalb von drei Monaten ab Vertragsabschluss vereinbart wird.

Abs 2a:

Durch Abs 2a neu soll eine Abänderung der vereinbarten Höchstleistung im Netzzugangsvertrag nur einmal innerhalb eines Jahres erlaubt sein. Eine unterjährige Veränderung der vereinbarten Höchstleistung aufgrund von veränderten Marktgegebenheiten und unter Berücksichtigung der Saisonalität wäre demnach nicht mehr möglich. Die für Gaskraftwerke notwendige flexible Gestaltung des Rechtsrahmens in Österreich ist jedoch unbedingt zu erhalten, um im derzeitigen prekären wirtschaftlichen Marktumfeld die Beibehaltung des hohen Grades an Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten und die Partizipation auf wie beispielsweise als Market-Maker bei der Ausgleichs- und Regelenergie weiterhin im Sinne der Liquidität zu ermöglichen.

Die in den Erläuterungen zur Novelle angeführte Begründung der Optimierung einzelner Netzbenutzer zu Lasten des Netzbenutzerkollektivs kann bei Gaskraftwerken nicht nachvollzogen werden. Gerade durch eine unterjährige Veränderung der Höchstleistung können Gaskraftwerken derzeit überhaupt noch Kostenbeiträge erbringen. Stillgelegte oder konservierte Kraftwerke steuern keinen Netzkostenbeitrag mehr bei, was zu Lasten aller verbleibenden Netzbenutzer führt.

Darüber hinaus verstößt die geplante Regelung gegen die verfassungsgesetzlich gewährleisteten Rechte auf Unverletzlichkeit des Eigentums (Art. 5 StGG; Art 1 1. ZPEMRK) und auf Freiheit der Erwerbsausübung (Art. 6 StGG), da Betreiber von Gaskraftwerken auf unverhältnismäßige, ungeeignete und nicht erforderliche Art und Weise in der Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit eingeschränkt wären und ihnen dadurch unmittelbar wirtschaftliche Nachteile erwachsen würden. Die geplante Regelung ist daher als verfassungswidrig zu betrachten.

Es bedarf weiterhin für gewisse Netzbenutzer den Erhalt der Möglichkeit einer Flexibilisierung, um auf unterjährig geänderte Marktbedingungen reagieren zu können. Daher wird ersucht, von der geplanten Regelung Abstand zu nehmen.

Um den Einsatz von Stromerzeugungsanlagen im Bedarfsfall (zur Anpassung auf geänderte Marktbedingungen) flexibler zu gestalten, wird nachfolgender Textvorschlag unterbreitet.

„(2a) Eine Änderung der vereinbarten Höchstleistung gemäß Anlage I Punkt I Z I lit. c ist unter Berücksichtigung allenfalls vereinbarter Bedingungen gemäß Abs. 1 einmal innerhalb von zwölf Monaten möglich. Ausgenommen davon sind Elektrizitätserzeugungsanlagen.“

Zu § 16:

Aus Sicht des Verteilergbiets sind zu § 16 Abs 1 und 1a drei Aspekte anzumerken:

1. Die Kapazitätsvermarktung sollte nicht auf das jeweilige Verteilernetz beschränkt werden. Als Kapazitätsverwalter des Verteilergbiets ist ausschließlich der Verteilergbietsmanager in der Lage, zu beurteilen, ob die Kapazität auch in einem anderen Verteilernetz vermarktet werden kann. Daher sollte die Einschränkung auf Netzbetreiber in § 16 Abs 1 (Abs 1 3. Satz 2. Halbsatz) gestrichen werden.
Weiters wird im 3. Satz die Wesentlichkeit bei der Reduktion der jährlichen Buchung ohne nähere Erläuterung mit einem Wert von 10 % festgesetzt. Dies ist aus unserer Sicht nicht nachvollziehbar und widerspricht der in unserem Rechtssystem üblichen Wertung, wonach unter Wesentlichkeit ein Wert zwischen 20 und 25 % verstanden wird (zB. wesentliche Beteiligung im Gesellschaftsrecht, wesentliche Verschlechterung der Vermögensverhältnisse ua.). Wir schlagen daher eine Reduktion von mehr als 25 % der jährlichen Buchung vor.
2. Das beabsichtigte Konzept der „wirtschaftlich gleichwertigen Kapazitätsvermarktung“ in Abs 1a greift zu kurz. Nicht jeder gaswirtschaftlich sinnvolle Abtausch von Kapazitäten im Verteilergbiet muss gleichzeitig „wirtschaftlich gleichwertig“ sein. Es hat real bereits den Fall gegeben, dass Kapazität von Produktion in Salzburg zu Speicher in OÖ von AGGM im Widerspruch zu der bestehenden Regelung (anderer Netzbetreiber und Tarif geht auf „Null“ zurück), aber im Konsens aller Beteiligten verschoben wurde. Die Alternative wäre eine Netzzugangsverweigerung oder Beschränkung auf unterbrechbare Kapazität für den Speicher in OÖ gewesen. Um eine für das Verteilergbiet effiziente Kapazitätsvermarktung betreiben zu können, ist es ausreichend, dass die Vermarktung „an anderer Stelle“ möglich ist.
3. Es sollte weiters eine Klarstellung in Abs 1a erfolgen, unter welche Bedingungen Speicherunternehmen vom Regime gemäß Abs 1 in das Regime gemäß Abs 1a wechseln können und dass das Speicherunternehmen nach Ablauf einer Vereinbarung gemäß Abs 1a Priorität für eine unmittelbar anschließende, weitere Nutzung der vorher vereinbarten Kapazität hat.

Änderungsvorschlag:

„§ 16. (1) Speicherunternehmen vereinbaren einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage angeschlossen ist (oder angeschlossen werden soll), die für die Ein- und Ausspeicherung maximal vorzuhaltende Kapazität. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die zuletzt gebuchte Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine Reduktion von mehr als ~~40~~ 25-Prozent der jährlichen Buchung gegenüber der zwischen dem Speicherunternehmen und dem Netzbetreiber für das betroffene Jahr vereinbarten Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, in dem ~~der Netzbetreiber~~ diese Kapazität ~~wirtschaftlich gleichwertig~~ an anderer Stelle vermarktet werden kann. Bei ausschließlich von einem einzelnen Speicherunternehmen initiiertem [...]“

(1a) Abweichend von Abs. 1 können Speicherunternehmen mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage angeschlossen ist (oder angeschlossen werden soll), die für die Ein- und Ausspei-

cherung maximal vorzuhaltende Kapazität für eine Mindestdauer von jeweils 15 Jahren vereinbaren. Die Netzbetreiber sind diesfalls verpflichtet, die gebuchte Kapazität für die Vertragsdauer sowie eine unmittelbar anschließende Kapazitätsvereinbarung gemäß Abs. 1 oder Abs 1a vorzuhalten. Eine Reduktion der Buchung gegenüber der für die Vertragsdauer vereinbarten Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, in dem ~~der Netzbetreiber~~ diese Kapazität ~~wirtschaftlich gleichwertig~~ an anderer Stelle vermarktet ~~n~~ werden kann. Eine Erhöhung der Buchung gegenüber der vorgehaltenen Kapazität ist im Wege des Netzzugangsanspruchs gemäß § 13 möglich.“

Zu § 17:

Wie zu § 16 Abs 1 ausgeführt sollte vermieden werden, die Kapazitätsvermarktung auf das jeweilige Verteilernetz zu beschränken, da ausschließlich der VGM in der Lage ist zu beurteilen, ob die Kapazität auch in einem anderen Verteilernetz vermarktet werden kann.

Änderungsvorschlag:

„§ 17. (1) Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen vereinbaren einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem Netzbetreiber an deren Netz deren Anlage angeschlossen ist (bzw. angeschlossen werden soll) die maximal für die Produktion vorzuhaltende Kapazität. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die zuletzt gebuchte Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine Reduktion von mehr als ~~40~~25 Prozent der jährlichen Buchung gegenüber der dauerhaft vorzuhaltenden Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, in dem ~~der Netzbetreiber~~ diese Kapazität an anderer Stelle vermarktet ~~n~~ werden kann. Eine Erhöhung der jährlichen Buchung gegenüber der vorgehaltenen Kapazität ist im Wege des Netzzugangsanspruchs gemäß § 13 möglich.“

Zu § 24:

Abs 2:

Entsprechend § 93 Abs 1 Z 1 GWG 2011 idF GWG-Novelle 2013, der die Voraussetzungen für die Genehmigung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen festlegt, ist auch im angefügten Satz zu § 24 Abs 2 GMMO-VO die Erdgasbörse am VHP aufzunehmen.

Durch die Mitgliedschaft des BGV einer gemeinsamen Netzverlustbilanzgruppe an der Erdgasbörse wird sichergestellt, dass diese besondere Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste im Falle einer Unausgeglichenheit vom Marktgebietsmanager über die Erdgasbörse ausgeglichen werden kann.

Diese Klarstellung ist insofern notwendig, da gemäß § 24 Abs 2 GMMO-VO die Ausübung der Tätigkeit eines BGV für Netzverluste keiner förmlichen Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf. Grundsätzlich ist aber der Nachweis der Börsememberschaft dem Antrag auf Genehmigung bei der Regulierungsbehörde anzuschließen (siehe § 93 Abs 1 Z 2). Diese Klarstellung trägt daher dazu bei sicherzustellen, dass der Bilanzgruppenverantwortliche, welcher eine Netzverlustbilanzgruppe betreibt über eine Börsememberschaft an der Erdgasbörse verfügt:

„Bilden mehrere Netzbetreiber eine gemeinsame Netzverlustbilanzgruppe so hat der benannte Bilanzgruppenverantwortliche einen entsprechenden Vertrag mit dem Bilanzgruppenkoordinator bzw. dem Marktgebietsmanager, ~~und~~ dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes und der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt abzuschließen.“

Abs 5:

Um Anbieter auch in benachbarten Marktgebieten (insbesondere für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg im Marktgebiet NCG) erreichen zu können sowie sich die Option auf Modelerweiterungen bei der gemeinsamen Netzverlustenergiebeschaffung nicht zu verschließen, sollte ein Einkauf uneingeschränkt auch von Anbietern auf nationalen und internationalen Handelsplattformen ohne Änderung der GMMO-VO möglich sein. Daher wird folgende Textänderung vorgeschlagen:

„(5) Netzverluste und Eigenverbrauch sind durch Einkauf ~~von einer Bilanzgruppe~~ zu marktüblichen Preisen abzudecken.“

Zu § 41:

Im neuen Abs 11 geht aus dem Text und den Erläuterungen nicht ganz klar hervor, dass die Umstellung von Tages- auf Stundenbilanzierung in Tirol und Vorarlberg nur den „kleinen Grenzverkehr“ im Verteilernetz (zB nach Liechtenstein) betrifft und nicht die Versorgung von Endkunden in Tirol und Vorarlberg über den „großen Grenzverkehr“ (deutsches Marktgebiet NCG). Dies sollte zumindest in den Erläuterungen zu § 41 Abs 11 - etwa wie zu § 37 Abs 4 - klar gestellt werden.

Wäre eine generelle Umstellung in Tirol und Vorarlberg auch für die Grenzkopplungspunkte im „großen Grenzverkehr“ vorgesehen, würde den ostösterreichischen Erdgaslieferanten als potentiellen neuen Anbietern in Westösterreich der Markteintritt erschwert, während in- und ausländischen Konkurrenten im Marktgebiet Ost der Markteintritt mit 1.1.2013 erleichtert wurde.

Gemäß Satz 2 des Abs 11 entsprechen die bestätigten Mengen auch den allokierten Mengen, wenn mit dem angrenzenden nachgelagerten Netzbetreiber ein „Operational Balancing Agreement“ (OBA) vereinbart wurde. Wie bereits bei § 27 Abs 4 stellt sich die Frage, was ein „Operational Balancing Agreement“ eigentlich ist (dazu ist eine Begriffsdefinition in § 2 erforderlich) und um welchen Regelungsinhalt es sich hier konkret handelt.

Die Wirtschaftskammer Österreich dankt für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersucht um Berücksichtigung der genannten Anliegen.



Dr. Christoph Leitl
Präsident

Ffreundliche Grüße



Dr. Herwig Höllinger
Generalsekretär-Stv.