



E-CONTROL

**Diskussionsgrundlage
zur Umsetzung des Gaswirtschaftsgesetzes 2011
in den Marktregeln**

Eckpunkte der ECA zur Konsultation

Version 1.0
November 2011

Inhaltsangabe

1	Einleitung	3
2	Gesetzliche Grundlagen	4
3	Inhaltliche Eckpunkte	5
3.1	Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiesystem	6
3.2	Netzzugang und Kapazitätsmanagement	10
3.2.1	Ein- und Ausspeisekapazitäten an den Grenzen des Marktgebiets Ost	10
3.2.2	Kapazitäten im Engpassfall: Kurzfristiges Kapazitätsmanagement	11
3.2.3	Kapazitätsmanagement im Verteilerggebiet.....	12
3.3	Vertragsbeziehungsgeflecht	12
3.4	Marktgebiete Tirol und Vorarlberg.....	14
4	Organisation des Marktregelprozesses	16
4.1	Gutachten.....	16
4.2	Projektplan	16
5	Weitere Themen	17
5.1	Vertragsüberführung.....	17
5.2	Netzentwicklungsplan (NEP) und Langfristige Planung (LFP).....	18
5.3	Entry-Exit Tarife.....	21
5.3.1	Grundsätze der Entry-Exit-Tarifierung.....	21
5.3.2	Anforderungen an das Kapazitätsmanagement / Netzausbaumaßnahmen.....	22
5.3.3	Investitionsanreize	22
5.4	Inlandstarifizierung	23
5.5	Versorgerwechsel.....	23
5.6	Smart Meter - Intelligente Gasmessgeräte.....	24
5.7	Qualität der Netzdienstleistung	25

1 Einleitung

Die vorliegende Diskussionsgrundlage und die darin vorgestellten Eckpunkte sind den Zielen des neuen Gaswirtschaftsgesetzes verpflichtet. Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 sieht die Einführung eines Entry-Exit Systems vor, die einige Anpassungen in den Marktregeln erforderlich macht. Die Eckpunkte in diesem Dokument stellen einen Diskussionsbeitrag der Energie-Control Austria (ECA) zur Ausgestaltung der Marktregeln dar und sollen zusammen mit der sich anschließenden Konsultation der Marktteilnehmer die von der ECA beabsichtigten Festlegungen durch Verordnung sowie die Ausgestaltung der Allgemeinen Bedingungen der relevanten Erdgasunternehmen und der Sonstigen Marktregeln inhaltlich vorbereiten.

Die Marktteilnehmer werden ersucht, zu den vorliegenden Eckpunkten und den Fragen schriftlich Stellung zu nehmen. Stellungnahmen sind bis zum 15.12.2011 in elektronischer Form an die Emailadresse marktregeln@e-control.at zu übermitteln.

2 Gesetzliche Grundlagen

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 bildet die rechtliche Basis für die Ausgestaltung der Marktregeln. Durch das Gaswirtschaftsgesetz 2011 werden unter Berücksichtigung der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden,

1. die Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (Erdgasbinnenmarktrichtlinie) und
2. die Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, umgesetzt, sowie die in der
3. Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, und der
4. Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung,

der Durchführung durch die Mitgliedstaaten vorbehaltenen Bestimmungen durchgeführt.

Wesentlich für die Ausgestaltung der Marktregeln sind auch die Entwicklungen auf europäischer Ebene betreffend die Rahmenleitlinien und Netzkodizes gemäß Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Von Relevanz für die Ausgestaltung der Marktregeln sind darüber hinaus auch die Europäischen Leitlinien, die durch das Komitologie-Verfahren als Anhänge zur Verordnung (EG) Nr. 715/2009 direkte Anwendbarkeit in den Mitgliedstaaten erlangen.

3 Inhaltliche Eckpunkte

Um die Umsetzung und Ausgestaltung der neuen Marktregeln auf das fundierte Wissen und die operativen Erfahrungen der Marktteilnehmer stützen zu können, hat ECA bereits ab April 2011 damit begonnen, insgesamt 23 bilaterale Gespräche mit diversen Marktteilnehmern, auf Basis von vorformulierten Fragen, zu führen. Die intensiven Gespräche mit Netzbetreibern, Händlern, Versorgern, Shippnern, Vertretern des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen und mit Institutionen wie dem Regelzonenführer und dem Bilanzgruppenkoordinator der Regelzone Ost, haben klar aufgezeigt, dass es bei verschiedenen Themen durchaus Anpassungsbedarf oder auch Änderungswünsche gibt.

Kurz zusammengefasst lässt sich aus den Gesprächen ableiten, dass das neue Marktmodell möglichst einfach und transparent ausgestaltet werden muss. Hierzu soll, unter anderem, die Einrichtung eines „one stop shop“ für den Abschluss und die Abwicklung der Bilanzgruppenverträge (siehe Abbildung 1), die Harmonisierung der organisatorischen Regelungen im Marktgebiet (siehe Abbildung 2) und eine transparente Sicherheitenermittlung und deren kosteneffizienter Abwicklung, dienen.

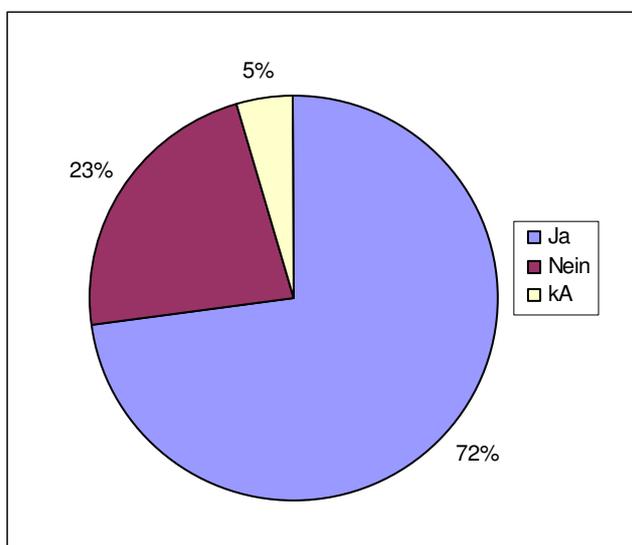


Abbildung 1: Ergebnis der bilateralen Gespräche zur Notwendigkeit eines „one stop shop“ für den Abschluss und die Abwicklung der Bilanzgruppenverträge

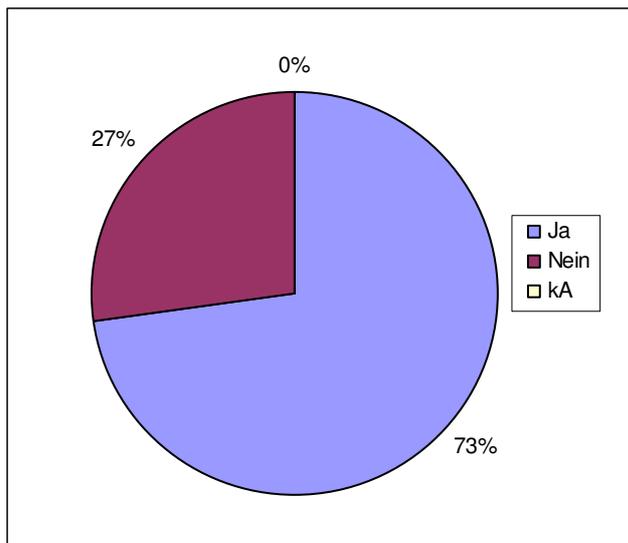


Abbildung 2: Ergebnis der bilateralen Gespräche zur Forderung nach einer Harmonisierung der organisatorischen Regelungen im Marktgebiet

Bei den Ausführungen der folgenden Eckpunkte fließen die Erfahrungen aus diesen bilateralen Gesprächen bereits ein.

3.1 Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiesystem

Bei der Ausgestaltung der Marktregeln in Bezug auf Bilanzierung und Ausgleichsenergieabwicklung sollen, neben den Vorgaben durch das neue Gaswirtschaftsgesetz, bereits bekannte und absehbare Entwicklungen der Diskussion auf europäischer Ebene, vor allem aber die Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems¹, Einfluss finden. Die Grundprinzipien, die sich aus diesen Rahmenleitlinien ableiten lassen, sind unter anderem:

- Fernleitungsnetzbetreiber bzw. der Marktgebietsmanager muss die Ausgleichsenergieabwicklung über den Kauf/Verkauf von standardisierten Produkten am Großhandelsmarkt durchführen;
- Tagesbilanzierung, am Tagesende werden die Abweichungen der vorangegangenen 24 Stunden finanziell ausgeglichen;

¹ siehe s. ACER, Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems, 18. Oktober 2011, http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Public_Docs/Acts%20of%20the%20Agency/Framework%20Guideline/Framework%20Guidelines%20on%20Gas%20Balancing%20in%20Tr/FG%20Gas%20Balancing_final_public.pdf

- Gastag von 5.00 bis 5.00 Uhr UTC (Winterzeit) und 6.00 bis 6.00 Uhr UTC (Sommerzeit) bzw. jener Gastag, der im Netzkodex zu Capacity Allocation Mechanisms, festgeschrieben ist;
- Anreize zu untertägiger Verhaltensanpassung von Netzbenutzern können vorgesehen werden, sofern dies zur Gewährleistung der Systemstabilität und zur Minimierung der Bilanzierungserfordernisse, durch den Fernleitungsnetzbetreiber bzw. Marktgebietsmanager, dient und den Netzbenutzern entsprechende Informationen zur Erfüllung etwaiger untertägiger Verpflichtungen zur Verfügung gestellt werden;
- Der Ausgleichsenergiepreis orientiert sich am jeweiligen Grenzwert der Preise für Ein- bzw. Verkaufsrichtung, für vom Fernleitungsnetzbetreiber bzw. Marktgebietsmanager abgerufenes Gas - wobei eine geringe preisliche Anpassung, zur Beanreizung der Netzbenutzer, möglich ist;
- Informationen über Ein- und Ausspeisemengen gesamt und pro Netzbenutzer, Bilanzierungsaktivitäten der Fernleitungsnetzbetreiber bzw. des Marktgebietsmanagers und der Gesamtsystemstatus sollen zeitnah, für alle Netzbenutzer gleichzeitig, bereitgestellt werden, um den Netzbenutzern so eine Reaktion auf etwaige Unausgeglichheiten zu ermöglichen, sofern dies wirtschaftlich sinnvoll darstellbar ist;
- Fernleitungsnetzbetreiber bzw. der Marktgebietsmanager müssen, in Kooperation mit den Verteilernetzbetreibern bzw. dem Verteilergebietsmanager, Verbrauchsprognosen von nicht täglich gemessenen Kunden auf day-ahead Basis zur Verfügung stellen und diese mindestens zweimal innerhalb des jeweiligen Tages aktualisieren;
- Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, im Sinne der Integration der Europäischen Gasmärkte, Entry-Exit Zonen zusammenzulegen oder überregionale Bilanzierungszonen zu schaffen, wo dies technisch und wirtschaftlich sinnvoll erscheint.

Im Zuge der Umsetzung dieser Prinzipien sind die Verteilernetzbetreiber dazu verpflichtet, mit den Fernleitungsnetzbetreibern zu kooperieren, wobei die Grundsätze für ein Marktgebiet harmonisiert anzuwenden sind.

Einhergehend mit den europäischen Vorgaben und abgeleitet vom neuen Gaswirtschaftsgesetz 2011 sind die wesentlichen Elemente des neuen Marktmodells im Hinblick auf die Umsetzung des Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiesystems:

- Die Einführung des Marktgebietsmanagers zur Verwaltung und Registrierung der Bilanzgruppen („one stop shop“), sowie zur Organisation der Ausgleichsenergieabrechnung für Bilanzgruppen ohne Endkundenversorgung, weiters zur Koordination der Fern-

leitungsnetzbetreiber, zur Berechnung und Ausweisung der Kapazitäten, zur Errichtung des virtuellen Handelspunktes und der Handelsplattform für Kapazitäten;

- Am virtuellen Handelspunkt erfolgt, zur Steigerung der Liquidität, die zentrale Erfassung sämtlicher Handelsgeschäfte und der Ein- und Ausspeisungen des Marktgebiets. Auch Shipper, die Erdgas ausschließlich durch das Marktgebiet transportieren (frühere Transit-Shipper), werden nun im neuen Marktgebiet in Bilanzgruppen erfasst;
- Es wird eine Erweiterung der Bilanzgruppe für die Versorgung von Endkunden geben, mit Clearing und Settlement der Verbrauchsabweichungen durch den Bilanzgruppenkoordinator;
- Die Durchführung sämtlicher Bilanzierungsaktivitäten im Marktgebiet erfolgt vorrangig über den Börsenmarkt am virtuellen Handelspunkt. Um den unterschiedlichen Bilanzierungserfordernissen Rechnung zu tragen, sind eventuell verschiedene Produkte erforderlich (zeit- und lokationsabhängige), die vom Marktgebietsmanager bzw. Verteilergebietsmanager jeweils nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien optimal einzusetzen sind;
- Die koordinierte Nutzung des gesamten Linepacks im Marktgebiet erfolgt in Kooperation zwischen Marktgebietsmanager und Verteilergebietsmanager.

Das Marktmodell, in dem sämtliche Ein- und Ausspeisungen des Marktgebiets über den virtuellen Handelspunkt laufen, setzt voraus, dass sämtliche Gasflüsse, auch sogenannte reine Transitströme, zentral erfasst werden und in die Bilanzierung einfließen. Das Clearing der Handelsgeschäfte wird vom Marktgebietsmanager organisiert, das Clearing der Endkundenversorgung weiterhin vom Bilanzgruppenkoordinator, wobei beide Institutionen ein Abrechnungssystem anzuwenden haben.

Für die Transitströme ergab sich im bestehenden System wenig physikalischer Ausgleichsbedarf für den Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund des Shipper-Verhaltens: Der Shipper nominierete die gewünschte Transportmenge entlang des Transportpfades vom Einspeise- zum Ausspeisepunkt und war daran interessiert, dass die nominierte Transportmenge auch tatsächlich transportiert wurde. Abweichungen ergaben sich im Wesentlichen außerhalb des Einflussbereiches des Shippers (zB Steuerungsdifferenzen, Einschränkungen im vorgelagerten System, usw.). Im Entry-Exit-System hingegen werden die Entry- und Exit-Kapazitäten getrennt voneinander nominiert. Falls in einer Bilanzgruppe, der keine Zählpunkte zugeordnet sind – also eine Bilanzgruppe ohne Endkunden – die Summe der Entry-Nominierungen plus dem Saldo der Handelsgeschäfte im Marktgebiet ungleich der Summe der Exit-Nominierungen ist, so würde in der Bi-

lanzgruppe Ausgleichsenergie entstehen, die auch auf der physischen Ebene vom Fernleitungsnetzbetreiber bzw. Marktgebietsmanager durch den Einsatz von Linepack bzw. physikalischer Ausgleichsenergie auszugleichen wäre.

Das Bilanzierungsmodell kann daher Anreize für die Bilanzgruppenverantwortlichen bieten, ihre Bilanzgruppe selbst auszugleichen. Beschaffung und Portfoliooptimierung sollen am virtuellen Handelspunkt und nicht über einen separaten Ausgleichsenergiemarkt erfolgen, wobei angedacht wird, die derzeit genutzte Merit Order List, in abgewandelter Form, als Notfallinstrument fortzuführen. Weiters sind zur Vermeidung einer unkontrollierten Entwicklung des Ausgleichsenergiebedarfs Regeln für eine möglichst exakte Fahrplanerstellung und Nominierung zu schaffen (zB dem Bilanzgruppenverantwortlichen bekannte Informationen müssen bei der Erstellung von Fahrplänen und Nominierungen berücksichtigt werden), wonach Bilanzgruppen, wo es keine Prognoserisiken gibt, im Regelfall ausgeglichen sein müssten.

Fragen:

- 1.) Wie können stündliche Anreize im Rahmen einer Tagesbilanzierung im Marktgebiet Ost ausgestaltet werden?
- 2.) Auf Europäischer Ebene wird im Fernleitungssystem ein Gastag von 6.00 bis 6.00 Uhr proklamiert. Im Zuge der Marktregelumsetzung wird seitens ECA vorgeschlagen, diese Definition in allen drei Marktgebieten zur Anwendung zu bringen, um die Barriere der unterschiedlichen Gastage zu beseitigen. Welche Gründe könnten dennoch für eine Beibehaltung der unterschiedlichen Gastage sprechen?
- 3.) Durch die Trennung der Bilanzierung für den Gashandel und Endkundenversorgung ergibt sich die Frage, ob man, trotz Verwendung eines gemeinsamen Systems, dennoch zwei verschiedene Preise und somit auch eine Arbitragemöglichkeit zulässt?
- 4.) Wie kann die Merit Order List sinnvoll als Notfallinstrument ausgestaltet werden, unter Berücksichtigung zeit- und lokationsabhängiger Produkte?

3.2 Netzzugang und Kapazitätsmanagement

3.2.1 Ein- und Ausspeisekapazitäten an den Grenzen des Marktgebiets Ost

Das neue Gaswirtschaftsgesetz sieht die Einführung eines Entry/Exit Systems vor. Der Zugang zu Fernleitungsnetzen erfolgt demnach grundsätzlich durch Buchung von frei zuordenbaren und handelbaren Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten in das bzw. aus dem Fernleitungsnetz und durch Einbringung der gebuchten Kapazitäten in eine Bilanzgruppe (siehe §31 GWG 2011). Kapazitätsrechte an Einspeisepunkten berechtigen zur Einspeisung von Gasmengen in das Fernleitungsnetz und zum Transport der Gasmengen zum Virtuellen Handlungspunkt des Marktgebiets. Kapazitätsrechte an Ausspeisepunkten berechtigen zum Transport vom Virtuellen Handlungspunkt zum Ausspeisepunkt und zur Ausspeisung dieser Gasmengen aus dem Fernleitungsnetz. Ein effizientes Management der Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten, bestehend aus den folgenden Elementen, ist notwendig:

1. Die Menge der buchbaren Kapazitäten ist zu maximieren (siehe §§ 34 und 35 GWG 2011 und Entwurf des Netzkodex zu Kapazitätsallokation der ENTSOG²).
2. Die Kapazitätsprodukte müssen marktgerecht ausgestaltet sein (Siehe § 36 GWG 2011 und Entwurf des Netzkodex zu Kapazitätsallokation der ENTSOG).
3. Die Vergabe von Kapazitäten muss diskriminierungsfrei sein und Engpasssignale senden (siehe § 32 GWG 2011 und Entwurf des Netzkodex zu Kapazitätsallokation der ENTSOG).
4. Kapazitäten müssen zwischen Marktteilnehmern in angemessener Weise ausgetauscht werden können (siehe §§ 31, 38 und 39 GWG 2011 und Entwurf des Netzkodex zu Kapazitätsallokation der ENTSOG).
5. Ungenutzte Kapazitäten müssen grundsätzlich dem Markt zur Verfügung stehen (siehe Entwurf der Leitlinie zu Engpassmanagement der Europäischen Kommission³).

Die in den Punkten 1-4 angeführten Grundsätze sind allgemein im GWG 2011 geregelt und werden durch den Netzkodex zu Kapazitätsallokation der ENTSOG derzeit detaillierter ausgearbeitet. Nach derzeitiger Planung kann davon ausgegangen werden, dass die Regelungen im

² siehe Network Code on Capacity Allocation Mechanisms, An ENTSOG Network Code proposal for market consultation, 21. Juni 2011, sowie ENTSOG second formal consultation on new or modified concepts, 24. Oktober 2011, http://www.entsog.eu/publications/index_g_cam.html

³ siehe Präsentation der Europäischen Kommission beim 20. Madrid Forum, Congestion Management Procedures, Impact Assessment and draft Commission Proposal, 27. September 2011, http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_gas_madrid_en.htm

Netzkodex, trotz Implementierungsfrist, ebenfalls bereits mit 1.1.2013 angewendet werden können. Eine detaillierte Ausgestaltung der in den Punkten 1-4 angeführten Grundsätze in den Marktregeln ist daher vorerst nicht notwendig. Der im Punkt 5 angeführte Grundsatz bedarf allerdings einer Ausgestaltung in den Marktregeln.

Frage:

5.) Sind aus Ihrer Sicht weitere Elemente für ein effizientes Management der Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten des Marktgebiets erforderlich? Wenn ja, welche?

3.2.2 Kapazitäten im Engpassfall: Kurzfristiges Kapazitätsmanagement

Die bisher vorgesehenen Instrumente der unterbrechbaren Buchung und der Sekundärvermarktung haben bislang nicht zu einer effizienten Nutzbarkeit ungenutzter Kapazitäten geführt. Die Entwicklung der Day Ahead-Kapazitätsverkäufe (auf unterbrechbarer Basis) legt allerdings die Vermutung nahe, dass zahlreiche Marktteilnehmer kurzfristige grenzüberschreitende Geschäfte tätigen wollen. Dies ist auch aufgrund der positiven Effekte für die Liquidität der Handelsmärkte zu begrüßen und durch geeignete Regelungen zu unterstützen.

Der Entwurf der Leitlinie zu Engpassmanagement der Europäischen Kommission sieht folgende verpflichtende Mechanismen vor, die voraussichtlich ab Mitte 2012 direkt anwendbar sind:

- Überbuchung und Möglichkeit zum Kapazitätsrückkauf durch Fernleitungsnetzbetreiber
- Rückgabe von Kapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber
- Langfristiges Use-It-Or-Lose-It (UIOLI).

Der Entwurf der Leitlinie sieht weiters vor, dass nationale Regulierungsbehörden, unbeschadet der anderen in der Leitlinie vorgesehenen Mechanismen, ein kurzfristiges UIOLI implementieren können. Zur besseren Nutzbarkeit der grenzüberschreitenden Kapazitäten vor allem zu Deutschland, Italien und Ungarn wird die ECA auf Basis des § 41 Abs 3 Z 5 GWG 2011 einen UIOLI-Mechanismus für feste Day Ahead-Kapazität zur Konsultation stellen. Die Zuweisung der festen Day Ahead-Kapazitäten soll am Tag D-1 durch explizite Auktion erfolgen.

Frage:

6.) Ist die Einführung eines kurzfristigen Kapazitätsmanagements zusätzlich zu den Vorgaben der Leitlinie zu Engpassmanagement ausreichend, um eine enge Verbindung mit benachbarten Handelsmärkten herzustellen?

3.2.3 Kapazitätsmanagement im Verteilergesamt

Aus Sicht der Bilanzgruppenverantwortlichen sollen an der Schnittstelle zwischen Fernleitungsebene und dem Verteilergesamt keine unangemessenen Transaktionskosten entstehen, wie sie etwa aus unterschiedlichen Gastagen, unterschiedlichem Fristenlauf oder unterschiedlichen Anforderungen an den Datenaustausch resultieren können. Die Diskussion auf europäischer Ebene zur Marktintegration und zum Zielmarktmodell für den europäischen Gasmarkt⁴ sieht für die Ausgestaltung der Schnittstelle entweder das Modell des Marktgebiets („Market Area“) oder der „Trading Region“ vor. Letzteres kann ausschließlich mitgliedstaatenübergreifend zur Anwendung kommen. Eine Trading Region auf rein nationaler Ebene ist nicht möglich und wird auch mitgliedstaatenübergreifend nur als Zwischenschritt zur Erreichung eines grenzüberschreitenden Marktgebiets gesehen.

Dem Verteilergesamtsmanager obliegt die Verwaltung der Kapazitäten an den Ausspeisepunkten der Fernleitungsnetze zu den Verteilernetzen im Marktgebiet Ost (siehe § 18 GWG 2011). Er ist auch verantwortlich für die Nominierungsabwicklung mit den Fernleitungsnetzbetreibern an dieser Schnittstelle. Das Kapazitätsmanagement des Verteilergesamtsmanagers umfasst auch die für die Anbindung der Speicher und der Produktion an den Virtuellen Handelspunkt notwendigen Kapazitäten.

Die ECA verfolgt das Ziel, dass für Bilanzgruppenverantwortliche keine Nominierungen und keine Kapazitätsprüfung durch den Verteilergesamtsmanager an der Schnittstelle zwischen Fernleitungsebene und dem Verteilergesamt notwendig sind. Im Sinne der einheitlichen Ausgestaltung der Regeln im Marktgebiet ist dazu eine Harmonisierung des Gastags, des Fristenlaufs für die Nominierungs- und Fahrplanabwicklung sowie der Anforderungen an den Datenaustausch zwischen Fernleitungsebene und dem Verteilergesamt anzustreben. Die ECA wird auf Basis des § 41 Abs 4 GWG 2011 Regelungen dazu zur Konsultation stellen.

3.3 Vertragsbeziehungsgeflecht

Aufgrund der Vielzahl der im Marktgebiet Ost bestehenden Institutionen ist eine einfache Abwicklung sowohl beim Markteintritt für neue Bilanzgruppenverantwortliche als auch bei der laufenden Kommunikation für bestehende Bilanzgruppenverantwortliche sicherzustellen. Die Pro-

⁴ siehe Florence School of Regulation, Jean-Michel Glachant, A vision for the EU Target Model: The MECO-S Model, EUI Working Papers, RSCAS 2011/38, June 2011, www.eui.eu/RSCAS/Publications/

zesse sollen massengeschäftstauglich sein. Dem Marktgebietsmanager soll hier die Rolle der zentralen Stelle (One-stop-shop) zukommen (siehe § 14 Abs 1 Z 2 und § 91 Abs 2 Z 1 GWG 2011). Durch das Zustandekommen des Bilanzgruppenvertrags mit dem Marktgebietsmanager kommen gleichzeitig die Verträge mit dem Betreiber des VHP und im Falle der Endkundenversorgung auch mit dem Bilanzgruppenkoordinator und dem Verteilergebietsmanager zustande.

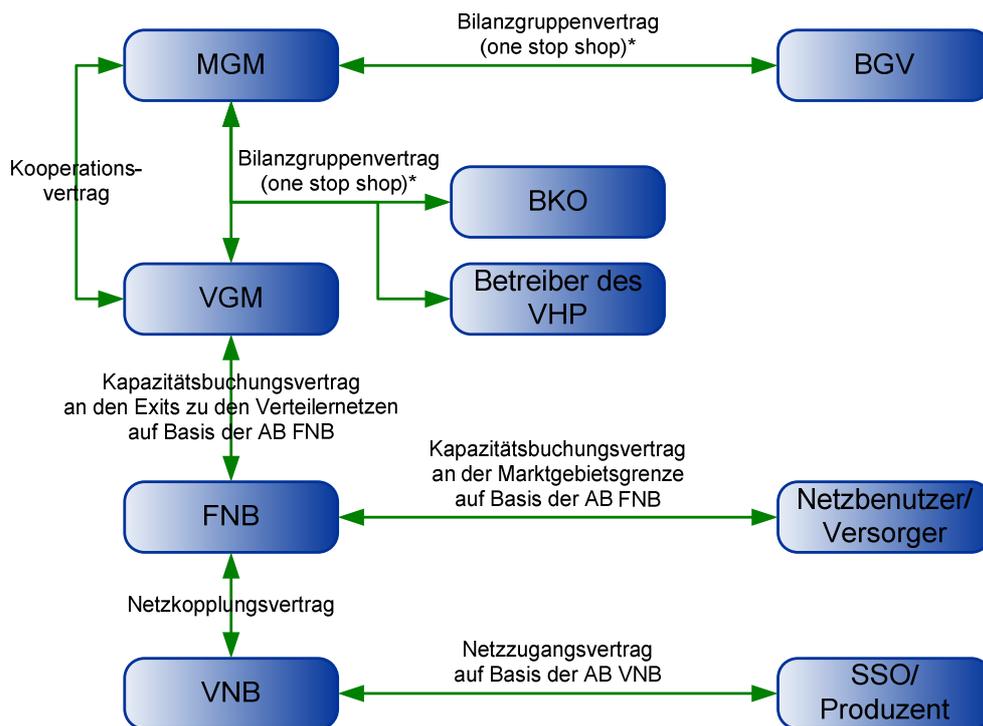


Abbildung 3: Neue Vertragsbeziehungen im Marktgebiet (Überblick)

*inkludiert den Vertrag mit MGM, Betreiber des VHP und ggf. VGM und BKO

Der Marktgebietsmanager und der Verteilergebietsmanager haben einander bei der Erfüllung ihrer Aufgaben zu unterstützen und abzustimmen und schließen dazu gemäß § 19 einen Kooperationsvertrag ab. Der Verteilergebietsmanager schließt Kapazitätsbuchungsverträge mit den Fernleitungsnetzbetreibern gemäß § 18 Abs 1 Z 1 GWG 2011 ab. Zur Ausgestaltung des Rechts auf Netzzugang schließen die Netzzugangsberechtigten Kapazitätsbuchungsverträge mit den Fernleitungsnetzbetreibern gemäß § 31 GWG 2011 ab. Netzbetreiber schließen untereinander Netzkopplungsverträge gemäß § 67 GWG 2011 ab. Zur Ausgestaltung des Rechts auf Netzzugang schließen Produzenten und Speicherunternehmen Netzzugangsverträge mit Netzbetreibern gemäß § 27 GWG 2011 ab.

3.4 Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

Die Marktgebiete Tirol und der Vorarlberg sind physisch nicht mit dem übrigen österreichischen Gasnetz verbunden, sondern werden ausschließlich über das deutsche Gasnetz aufgespeist. Aufgrund dieser physischen Gegebenheiten und zum Zweck der Marktintegration soll eine schrittweise Harmonisierung der Marktregeln mit jenen im Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) erfolgen. Die Marktintegration kann schrittweise erfolgen.

In einem ersten Schritt soll eine grenzüberschreitende Bilanzierung eingeführt werden, die es Versorgern ermöglicht, eine Teil- oder Vollversorgung aus dem angrenzenden Marktgebiet NCG durchzuführen. Die grenzüberschreitende Bilanzierung stellt eine Möglichkeit dar, die angrenzende Märkte sehr eng miteinander zu verbinden, ohne dass dafür sämtliche Bilanzierungsregeln vollständig zu harmonisieren wären. Die einzige Voraussetzung besteht darin, dass in beiden angrenzenden Märkten die gleichen Bilanzierungsperioden gelten. Bei täglicher Bilanzierung ist die Anwendung gleicher Gastage erforderlich. Weiters bedarf es der folgenden Regelungen:

- Ein Versorger, der in beiden angrenzenden Bilanzzonen eine Bilanzgruppe führt, kann eine grenzüberschreitende Bilanzierung durchführen.
- Die Imbalancen dieses Versorgers in den einzelnen Bilanzzonen werden addiert.
- Die Gesamt-Imbalance des Versorgers kann dieser einer der beiden Bilanzzonen zuweisen und nach den dort geltenden Regelungen ausgleichen.
- Die grenzüberschreitende Bilanzierung bedingt eine enge Kooperation und Abstimmung der in den Bilanzzonen jeweils für das Clearing und die Abrechnung von Imbalancen zuständigen Institutionen.
- Die grenzüberschreitende Bilanzierung ist durch die technische Kapazität an den Netzkopplungspunkten (Kiefersfelden bzw. Lindau) der Bilanzzonen begrenzt. Wenn sich bei der Durchführung der grenzüberschreitenden Bilanzierung Lastflüsse ergeben würden, die am jeweiligen Netzkopplungspunkt nicht verwirklicht werden können, findet die grenzüberschreitende Bilanzierung nur in dem Umfang Anwendung, in dem die Kapazität zur Verfügung steht.

Der zweite Schritt wäre, nach einer Kosten-Nutzen-Analyse, die volle Marktintegration der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg in das Marktgebiet NCG durch eine Teilnahme der österrei-

chischen Netzbetreiber bei NCG zu den Bedingungen der deutschen Kooperationsvereinbarung⁵.

Die Umsetzung dieses Schritts hätte folgende Konsequenzen:

- Die Bilanzierungsperiode und der Gastag wären an die in Deutschland geltenden Regelungen anzupassen. Die Netzbetreiber haben insbesondere die täglichen Datenmeldungen über prognostizierte Ausspeisemengen transportkundenscharf an den Bilanzkreisnetzbetreiber NCG zu übermitteln. Sämtliche Regelungen des deutschen Bilanzierungsmodells „GaBi Gas“ wären in Tirol und Vorarlberg einzuführen.
- Entgeltwälzung: Bisher werden die Exit-Entgelte beim vorgelagerten Netzbetreiber in Deutschland (Bayernnets bzw. GVS) durch die Transportkunden gezahlt. Die österreichischen Netzbetreiber müssten die Kosten für diese Exit-Entgelte bei den vorgelagerten deutschen Netzbetreibern in ihre Entgelte einpreisen (was von ECA als „Ebene 1 Kosten“ anzuerkennen wäre). Die Systemnutzungsentgelte in den Netzbereichen Tirol und Vorarlberg wären vom Versorger zu bezahlen.
- Die wegfallenden Kapazitätsbuchungen an den Netzkopplungspunkten Kiefersfelden und Lindau müssten durch die österreichischen Netzbetreiber im Wege der jährlichen internen Bestellung bei Bayernnets bzw. GVS angemeldet werden.
- Darüber hinaus wären sämtliche IT-Prozesse anzugleichen.

Gemäß § 12 Abs 6 GWG sind Netze in Marktgebieten, die ausschließlich aus einem angrenzenden Mitgliedstaat versorgt werden und für die es im betreffenden Marktgebiet keinen eigenständigen Ausgleichsenergiemarkt gibt, mit den angrenzenden Netzbetreibern dieses Mitgliedstaates so operativ abzustimmen, dass eine Teil- oder Vollversorgung aus dem angrenzenden Marktgebiet des Mitgliedstaates möglich wird. Die ECA wird auf Basis des § 41 GWG 2011 Regelungen zur Umsetzung des ersten Schrittes der Marktintegration zur Konsultation stellen.

Frage:

7.) Ist die Zielbestimmung des § 12 Abs 6 GWG 2011 durch andere, als die oben dargestellten Schritte erreichbar? Wenn ja, durch welche?

⁵ siehe Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, 30. Juni 2011, http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Kooperationsvereinbaru-Gas

4 Organisation des Marktregelprozesses

4.1 Gutachten

ECA hat die KEMA Consulting GmbH beauftragt Gutachten zur Vorbereitung der Ausgestaltung des Bilanzierungs- und Ausgleichsenergieregimes sowie des Entry/Exit Tarifsystems zu erstellen. Im Rahmen des Gutachtens zur Bilanzierung führt KEMA auf Basis von netztechnischen Untersuchungen quantitative und ökonomische Analysen durch, um die Auswirkungen von Änderungen der Bilanzierung und der Ausgleichsenergiebewirtschaftung beurteilen zu können.

Im Rahmen des Gutachtens zum Entry/Exit Tarifsystem analysiert KEMA die Grundsätze für die künftige Ausgestaltung der österreichischen Entgelte. Die Untersuchungen werden ergänzt durch eine Darstellung der Erfahrungen in ausgewählten europäischen Ländern.

Die Zwischenergebnisse beider Gutachten werden von KEMA am 20.12.2011 und die Endergebnisse am 2.2.2012 in Wien allen interessierten Marktteilnehmern im Rahmen von jeweils einem eintägigen Workshop vorgestellt.

4.2 Projektplan

Aufgrund der verspäteten Beschlussfassung des neuen Gaswirtschaftsgesetzes, sieht sich ECA allgemein mit einem sehr engen Zeitplan konfrontiert. Um die neuen Marktregeln zeitgerecht fertig zu stellen, sodass die Marktteilnehmer noch ausreichend Zeit haben, um diese neuen Marktregeln auch operativ umzusetzen, hat ECA einen Projektplan mit folgenden Eckpunkten erarbeitet:

- Marktregel Kick-off Termin mit Vorstellung der Punktation am 14. November 2011
- Konsultationen zu Punktation bis 15. Dezember 2011
- Öffentliche Präsentation der Zwischenberichte zu den Gutachten am 20. Dezember 2011
- Stellungnahmen zu den Zwischenberichten bis 13. Jänner 2012
- Öffentliche Präsentation der Endberichte zu Gutachten und Vorstellung der Marktregeldokumente in einem 2-Tages-Workshop am 2. und 3. Februar 2012
- Stellungnahmen zu den Endberichten und den Entwürfen der Marktregeldokumente bis 9. März 2012
- Erstellung begutachtungsfähiger Marktregeldokumente bis 30. März 2012

- Begutachtung der Marktregeldokumente bis 30. April 2012
- Veröffentlichung und Inkraftsetzung der Marktregeldokumente 18. Mai 2012

5 Weitere Themen

Die in diesem Kapitel angeführten Themen sind eng mit der Ausgestaltung der Marktregeln verbunden. Aufgrund des Umfangs und der teilweise unterschiedlichen Adressaten werden diese Themen jedoch in separaten Prozessen behandelt. Der Vollständigkeit halber wird hier auf die wesentlichen Fragestellungen eingegangen und diese zur Diskussion gestellt.

5.1 Vertragsüberführung

Bedingt durch die Umstellung der Kapazitätsbuchung auf Entry Exit sieht § 170 Abs. 7 GWG 2011 vor, dass die bisher von OMV Gas GmbH für die Endkundenversorgung gebuchten Einspeisekapazitäten an der Marktgebietsgrenze den Versorgern im Ausmaß ihrer jeweiligen Zuordnung mit Stichtag 1.1.2013 zu übertragen sind.

Die Versorger sind verpflichtet ihre an den Einspeisepunkten zugeordneten Kapazitäten im selben Ausmaß zu übernehmen. Im Ergebnis müssen daher 100% der Kapazitäten alloziert sein. Versorger, die ihr Kapazitätsportfolio verändern möchten, können dies nach dem Überführungsprozess über die Online Plattform abwickeln.

Aus Sicht der ECA ist es anhand der Daten der AGGM möglich, eine Zuordnung durch OMV Gas an die Versorger vorzunehmen. Um die vertragliche Abwicklung bis 1.1.2013 vornehmen zu können, ist entweder die Festlegung eines Stichtages erforderlich oder alternativ kann eine Durchschnittsbetrachtung, z.B. des letzt verfügbaren Gasjahres, in die Berechnungsmethode der Zuweisung einfließen.

Der Prozess und die Zuordnungsmethodik wären aus Sicht der ECA als Änderung der Allgemeinen Bedingungen RZF-BGV bis zum 2. Quartal 2012 umzusetzen.

Fragen:

- | |
|--|
| 8.) Sollte bei der Kapazitätszuordnung eine stichtagsbezogene oder eine Durchschnittsbetrachtung des letzt verfügbaren Gasjahres in die Berechnungsmethode einfließen? |
|--|

- 9.) In welchem Zeitraum kann die Vertragsüberführung stattfinden, sodass die Übergangsfrist bis 1.1.2013 eingehalten werden kann?
- 10.) Welche vertragliche Fristigkeit der Entry-Kapazitäten im PVS System wird vorgeschlagen?

5.2 Netzentwicklungsplan (NEP) und Langfristige Planung (LFP)

Der Marktgebietsmanager muss in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern einmal jährlich eine koordinierte Netzentwicklungsplanung (§ 63 GWG 2011) unter Berücksichtigung der Langfristigen Planung (§ 22 GWG 2011) sowie nach Konsultation der Marktteilnehmer erstellen. Der Verteilgebietsmanager erstellt auch weiterhin eine LFP.

ECA hat den koordinierten NEP, der jeweils von den Fernleitungsnetzbetreibern einzureichen ist sowie die LFP zu genehmigen (§ 64 bzw. §22 GWG 2011) sollten die im Gesetz genannten Kriterien erfüllt sein.

Der Planungszeitraum für NEP sowie LFP ist auf mindestens zehn Jahre festgelegt. Der erste NEP und die LFP (nach GWG 2011) müssen spätestens bis Jahresende 2012 (12 Monate nach in Kraft treten) eingereicht werden.

Aus Sicht der ECA müssen die VGM aller Marktgebiete im Zuge der LFP potenzielle Kapazitätsbedarfe erheben auch wenn derzeit keine Ebene 1 Leitungen existieren.

Weiters sollte aus Sicht der ECA das höchst mögliche Maß an Synergien zwischen den beiden Plänen sowie anderen relevanten Infrastrukturplanungen (Gemeinschaftsweiter NEP, regionaler Investitionsplan, NEP der angrenzenden Nachbarstaaten, Strom NEP, NEP der anderen Marktgebiete) angestrebt werden. Synergien sollen auf jeden Fall in folgenden Bereichen genutzt werden:

- a) Harmonisierte Annahmen in Bezug auf Absatz und Aufbringung von Gas unter Berücksichtigung von energiepolitischen Zielsetzungen,
- b) Harmonisierte Notfallszenarien,
- c) Gemeinsame Datensammlung,
- d) Gemeinsame Konsultationen der Marktteilnehmer,
- e) Struktur und Detaillierungsgrad von Kosten-Nutzenanalysen,
- f) Struktur und Detaillierungsgrad von technischen Machbarkeitsanalysen,
- g) Struktur und Detaillierungsgrad von Projektdarstellungen
- h) Hydraulische Modellierungen,
- i) Berechnung Infrastrukturstandard gemäß Versorgungssicherheitsverordnung der EU,
- j) Monitoring und Evaluierung der Durchführung aus zeitlicher und finanzieller Sicht,

- k) Kohärenz mit gemeinschaftsweitem NEP, regionalen Investitionsplänen sowie Strom NEP.

Die Entwicklung des NEP, sowie die Weiterentwicklung der LFP, sollten auf den Erfahrungen des LFP-Prozesses der Vergangenheit aufbauen. Im Standardfall soll der NEP und LFP jährlich einem fixen zeitlichen Ablaufprozess folgen. Im Ausnahmefall (besondere Dringlichkeit von Projekten) kann auch unterjährig eingereicht werden.

In zeitlicher Hinsicht sind die Prozesse für die Erstellung des NEP und der LFP parallel auszugestalten und die Planungsstadien auf europäischer und regionaler Ebene mit berücksichtigen. ECA schlägt vor, den Prozess so auszugestalten, dass eine Genehmigung der beiden Infrastrukturpläne bis Ende August möglich ist. Unter Berücksichtigung der Konsultationserfordernisse müssen die die Pläne bis spätestens 10. Juni bei der Behörde eingereicht werden.

Fragen:

- | |
|---|
| <p>11.) Ist eine Genehmigung des NEP sowie der LFP spätestens bis Ende August erforderlich um entsprechende Investitionsentscheidungen bei den Netzbetreibern für das folgende Gasjahr auszulösen?</p> <p>12.) Gibt es aus Ihrer Sicht Punkte die in Bezug auf den Erstellungsprozess, in Vergleich zu dem bisherigen LFP Prozess, verbessert werden sollten?</p> <p>13.) Welche Elemente sind aus Ihrer Sicht zusätzlich zu den genannten Bereichen in NEP und LFP erforderlich?</p> |
|---|



Abbildung 4: Prozessablauf Koordinierter NEP

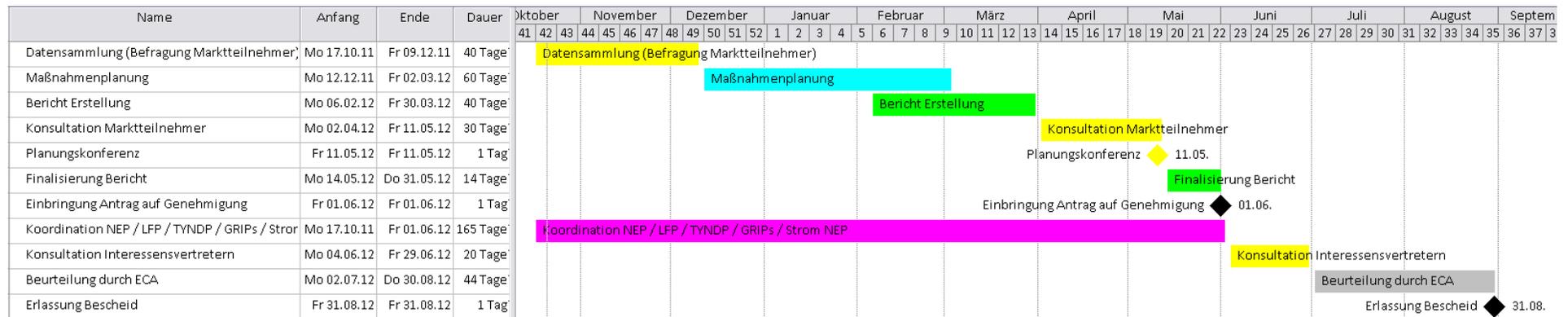


Abbildung 5: Prozessablauf LFP

5.3 Entry-Exit Tarife

Das Netznutzungsentgelt im Fernleitungsnetz wird (§ 74 Abs 1 GWG 2011) bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung pro Ein- und Ausspeisepunkt in das Fernleitungsnetz des Marktgebietes, sowie pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz ins Verteilernetz getrennt voneinander festgelegt und ist von den Einspeisern bzw. Entnehmern bzw. für die Ausspeisepunkte in das Verteilernetz vom Verteilernetzmanager zu entrichten. Es sind jedenfalls Entgelte für garantierte und unterbrechbare Kapazitätsbuchungen vorzusehen. Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit sowie Lastflusszusagen sind bei der Entgeltfestsetzung entsprechend zu berücksichtigen. Entgelte für Verträge mit einer Laufzeit von mehr als einem Tag dürfen die Summe der Entgelte für tägliche Verträge innerhalb der Laufzeit nicht erheblich unterschreiten. Die Bestimmung von Minimalleistungen und Entgelten für Leistungsüberschreitungen ist zulässig. Weiters werden Netznutzungsentgelte im Fernleitungsnetz für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz und aus dem Verteilernetz in Speichieranlagen, sowie Netznutzungsentgelte im Fernleitungsnetz für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz aus Produktion bzw. Erzeugung von biogenen Gasen festgesetzt.

5.3.1 Grundsätze der Entry-Exit-Tarifierung

Folgende Grundsätze sind bei der Ausgestaltung der Entry-Exit-Tarifierung zu berücksichtigen, wobei die neuen Tarife für alle Verträge (inkl. Altverträge) zu gelten haben.

- Aus Sicht von ECA soll auf dem Bundesgebiet in jedem Marktgebiet nur eine Entry-Exit-Zone eingerichtet werden, sofern das Marktgebiet auch über Fernleitungen verfügt (derzeit nur Marktgebiet Ost).
- Bei der Erstellung des einheitlichen Berechnungsschemas zur Ermittlung und Ausweisung der Kapazitäten für die Ein- und Ausspeisepunkte des Fernleitungsnetzes ist darauf zu achten, dass nicht frei zuordenbare Kapazitäten minimiert werden oder gar nicht erst entstehen. (= Maximierung der frei zuordenbaren Kapazitäten)
- An Koppelungspunkten mehrerer Fernleitungen verschiedener Fernleitungsnetzbetreiber (zB Baumgarten) soll nur ein Entry- bzw. Exit-Tarif zur Anwendung kommen. Die Erlösverschiebungen werden durch Ausgleichszahlungsmechanismen gelöst.
- Entry-Punkte an der Marktgebietsgrenze sollen tariflich wettbewerbsneutral ausgestaltet werden.
- Exit-Punkte in den Speichieranlagen sollen grundsätzlich unabhängig von der Netzebene tariflich wettbewerbsneutral ausgestaltet werden, wobei direkt zuordenbare Kosten (zB LFP-Kosten) den jeweiligen Verursachern der Kosten direkt zugeordnet werden.

- Entry-Punkte von Produktion sollen unabhängig von der Netzebene tariflich wettbewerbsneutral ausgestaltet werden, wobei direkt zuordenbare Kosten (zB LFP-Kosten) den jeweiligen Verursachern der Kosten direkt zugeordnet werden.
- Entgelte für Verträge mit einer Laufzeit von mehr als einem Tag dürfen die Summe der Entgelte für tägliche Verträge innerhalb der Laufzeit nicht erheblich unterschreiten. Aus Sicht von ECA ist die Umsetzung der europ. Best-Practice-Lösung in diesem Punkt notwendig.
- Brenngas: Die Verrechnung der anteiligen Brenngaskosten (in EUR/MWh) hat auf eine nachvollziehbare, transparente Art zu erfolgen.

5.3.2 Anforderungen an das Kapazitätsmanagement / Netzausbaumaßnahmen

- Lastflusszusagen: Innerhalb des Marktgebietes haben die TSOs unter Mitwirkung/Koordination des Marktgebietmanagers zB jährlich Lastflusszusagen auszuschreiben. Angebote können für einzelne Monate des Nutzungszeitraums abgegeben werden. Lastflusszusagen dienen als Instrument zur Darstellung von festen, frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten in und aus dem Netz des jeweiligen TSOs in einem möglichst großen Umfang. TSOs haben daher eine Ausschreibung von positiven und negativen Lastflusszusagen durchzuführen.

5.3.3 Investitionsanreize

- Übergewinne aus Auktionen können ausschließlich für Maßnahmen, die die ausweisbare Kapazität erhöhen, Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit minimieren, Marktintegration fördern und im Sinne der Versorgungssicherheit sind, verwendet werden, andernfalls werden sie in der nächsten Regulierungsperiode tarifmindernd angesetzt.

Fragen:

- | |
|--|
| <p>14.) Sollen Entgelte für Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit niedriger ausgestaltet werden, als Entgelte für Kapazitäten mit nicht beschränkter Zuordenbarkeit?</p> <p>15.) Welche weiteren Grundsätze sind aus Ihrer Sicht bei der Ausgestaltung der Tarifierung zu berücksichtigen?</p> <p>16.) Welche zusätzlichen Investitionsanreize sind denkbar?</p> |
|--|

5.4 Inlandstarifizierung

Das Netznutzungsentgelt im Fernleitungsnetz pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz ins Verteilergesamt ist gemäß § 74 Abs 1 GWG 2011 vom Verteilergesamtsmanager zu entrichten. Die Kosten des Verteilergesamtsmanagers für die Buchung der Ausspeisepunkte aus dem Fernleitungsnetz ins Verteilernetz sind gemäß § 24 Abs 2 GWG 2011 pro Verteilernetzbetreiber auf Basis der Entgeltermittlung und Kostenwälzung bzw. vom jeweiligen Verteilernetzbetreiber am jeweiligen Ausspeisepunkt des Fernleitungsnetzes dem Verteilergesamtsmanager zu ersetzen. Das Netznutzungsentgelt im Verteilernetz an den Netzkopplungspunkten zwischen den Netzbereichen ist bezogen auf die Arbeit und/oder die vertraglich vereinbarte Höchstleistung von den Netzbetreibern pro Netzkopplungspunkt und/oder mittels bisheriger Kostenwälzungssystematik pro Netzbereich zu entrichten.

Die gesetzlichen Grundlagen erlauben somit von der bisherigen Wälzungssystematik abweichende Verrechnungsschemata, deren Verwendung wohl – aufgrund der gesetzlich verankerten Zuordnungsparameter – eine Neuverteilung der Kosten verursacht.

Fragen:

- 17.) Ist aus Ihrer Sicht eine Kostenverrechnung auf Basis der bisherigen Kostenwälzung kostenverursachungsgerecht?
- 18.) Soll aus Ihrer Sicht die Kostenverrechnung auf Basis der vertraglich vereinbarten Höchstleistung erfolgen?
- 19.) Soll aus Ihrer Sicht eine Mischform aus bisheriger Wälzung und neue Verrechnungsparameter für die Kostenverrechnung herangezogen werden? Wenn ja, welche Zusammensetzung wäre hier kostenverursachungsgerecht?

5.5 Versorgerwechsel

Der Versorgerwechsel hat gemäß den Bestimmungen in § 123 GWG 2011 innerhalb von 3 Wochen zu erfolgen. Außerdem ist die Regulierungsbehörde ermächtigt, die Neuanmeldung sowie maßgebliche Verfahren durch Verordnung näher zu regeln.

Aufgrund der Verzögerung beim in Kraft treten des GWG 2011 wurde die 3-Wochen-Frist mittels Wechsellisten, in der Gas-Wechsel-Verordnung 2011, bereits per 2. April umgesetzt. Wesentliche damit im Zusammenhang stehende Änderungen sind beispielsweise, dass der Netzbetreiber die Vollmachten des Versorgers jetzt nur mehr stichprobenartig prüfen muss, der neue

Versorger den Kunden auf die Möglichkeit der Selbstablesung hinzuweisen hat, der bisherige Versorger dem Kunden die Kündigung bestätigt wenn der Kunde selbst kündigt, usw.

Darüber hinaus ist gemäß § 123 GWG 2011 zu berücksichtigen, dass innerhalb der 3-Wochenfrist ein Datenabfrageprozess im Wege einer dezentralen Plattform der Verrechnungsstelle elektronisch abzubilden ist. Aufbauend auf den Prozessstandards für den Strom- und Gasbereich ist daher im Marktregelprozess zu erörtern, welche spezifischen Anforderungen im Wechselprozess Gas abgebildet werden müssen. Beispielsweise können aus der neuen Rollenverteilung bei der Kapazitätsprüfung im Zuge des Versorgerwechsels sowie beim Netzzugang Abweichungen zum Wechselprozess im Strombereich bestehen. Es ist zu hinterfragen, ob die Kapazitätsprüfung, welche bisher vom Regelzonenführer durchgeführt wurde, in einem Entry-Exit-Modell noch für alle Kunden erforderlich ist.

Frage:

20.) Welche gasspezifische Anforderungen sind im Wechselprozess im Gasbereich zu berücksichtigen (die nicht bereits durch den neuen Wechselprozess im Strombereich) geregelt sind?

5.6 Smart Meter - Intelligente Gasmessgeräte

Gemäß der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie haben die Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Gasversorgungsmarkt unterstützt wird. Die flächendeckende Einführung von fernabschaltbaren Messgeräten ist nicht vorgesehen.

Gemäß § 128 Abs 2 GWG 2011 hat die ECA jene technischen Mindestanforderungen durch Verordnung zu bestimmen, denen intelligente Messgeräte zu entsprechen haben. Die Rahmenbedingungen für die Einführung dieser Geräte sind durch Verordnung des Bundesministers festzulegen. Die gemäß § 129 Abs 2 GWG 2011 vom Netzbetreiber an den Lieferanten zu übermittelnden Daten (und Datenformate) sowie deren Detaillierungsgrad und die Form der Bereitstellung der Verbrauchsinformationen sind Inhalt einer weiteren Verordnungsermächtigung der ECA gemäß § 129 Abs 4 GWG 2011.

In einem ersten Schritt sind daher die grundsätzlichen Anforderungen an **intelligente Gasmessgeräte zu definieren**.

Aus Sicht der ECA müssen Smart Gas Meter:

- a) allen gesetzlichen Vorschriften entsprechen (z.B. Datenschutz, Eichung, ATEX);
- b) aus dem Netz bezogene oder in das Netz eingespeiste Gasmengen, unter Berücksichtigung der Gastemperatur, korrekt messen;
- c) über eine analoge oder digitale Anzeige am Zählergerät verfügen, welche den aktuellen Zählerstand anzeigt;
- d) bei digitaler Anzeige den Zählerstand täglich mit Datum, für 60 Tage speichern;
- e) Zählerstände in einem Intervall von 60 Minuten, zu Zwecken der Verbrauchsinformation bzw. Abrechnung, mit zugehöriger Uhrzeit und Datum erfassen und an den Netzbetreiber übermitteln;
- f) mindestens 1x täglich über Geräte wie z.B. Stromzähler oder Konzentratoren, mit dem Netzbetreiber kommunizieren, wobei die Daten des Vortages bis spätestens 12:00 Uhr beim Netzbetreiber eingelangt sein müssen;
- g) Synergien bei der Datenübertragung nutzen können (Strom, Wärme, Wasser, etc.).

Frage:

21.) Sind diese obg. Grundsätze ausreichend bzw. gibt es weitere Grundsätze, die bei der Festlegung der Mindestfunktionalitäten Berücksichtigung finden müssen?

5.7 Qualität der Netzdienstleistung

Gemäß §30 hat der der Netzbetreiber hat dem an das Netz angeschlossenen Endverbraucher seine Dienstleistungen mit bestimmter Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität zu erbringen. Die Regulierungsbehörde hat die Qualität und Zuverlässigkeit des Netzes zu überprüfen und die für die Dienstleistungs- und Versorgungsqualität geltenden Normen und Anforderungen festzulegen. Zur Gewährleistung der Einhaltung dieser Normen und Anforderungen kann die Regulierungsbehörde etwaige Entschädigungszahlungen der Netzbetreiber an die betroffenen Endverbraucher festsetzen. Im Unterschied zur bisherigen Festlegung im Wege der Allgemeinen Verteilnetzbedingungen hat ECA eine Verordnung zur Dienstleistungs- und Versorgungsqualität zu erlassen.

Bisher waren im Wege der Allgemeinen Verteilnetzbedingungen die Verteilernetzbetreiber, den Kunden verpflichtet, einmal jährlich ein Informationsblatt über die Qualitätsstandards zu übermitteln. Die Qualitätsstandards sind im Bericht der ECA dargestellt und veröffentlicht⁶.

Fragen:

- 22.) Welche der im Bericht dargestellten Standards eignen sich nicht zur Festlegung von Anforderungen an die Dienstleistungs- und Versorgungsqualität?
- 23.) Welche alternativen Anforderungen werden vorgeschlagen?
- 24.) Sollen Pönalzahlungen bei Nichteinhaltung der Dienstleistungsstandards verordnet werden?

⁶ siehe E-Control, 2. Monitoring Report der Qualität der Netzdienstleistung österreichischer Gasverteilernetzbetreiber für die Kalenderjahre 2009 & 2010, Oktober 2011, <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/versorgungssicherheit/versorgungsqualitaet/qualitaet-der-netzdienstleistung>