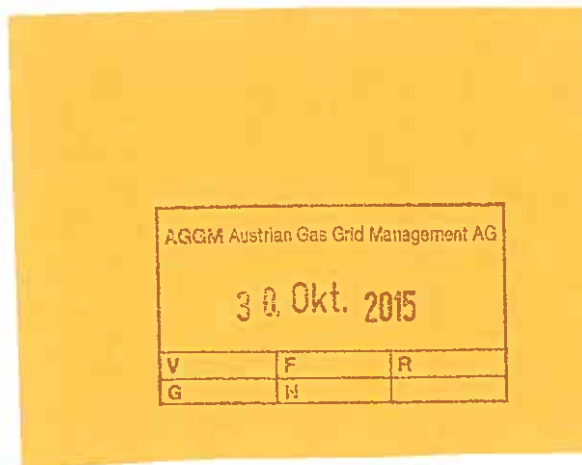




E-CONTROL

PA 16871/15

V LFP G 01/15



AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Vorstand
Floridotower
Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

per RSb

B E S C H E I D

In dem aufgrund des Antrags der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) vom 10. August 2015 auf Genehmigung der Langfristigen Planung 2016 - 2025 geführten Verfahren ergeht gemäß § 22 und § 145 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011 idF BGBl. II Nr. 226/2015 iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 174/2013 nachstehender

I. Spruch

Im Rahmen der Langfristigen Planung 2015 für den Zeitraum 2016 – 2025 der AGGM werden die geänderten Projekte 2012/02, 2012/03 – Option 2 und 2012/05 genehmigt. Die Genehmigung umfasst ausschließlich die in Anhang 1 aufgelisteten Projekte.

Das Projekt 2012/03 – Option 1 wird abgewiesen.

Die Langfristige Planung 2015 bildet als Beilage ./1 einen integrierten Bestandteil dieses Bescheides.

I.1. Rechtliche Grundlagen

Der Verteilergiebtsmanager hat gemäß § 22 Abs. 2 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine langfristige Planung für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zur Erreichung der Ziele des GWG 2011, insb. jener des § 22 Abs. 1 GWG 2011 zu erstellen. Gemäß § 17 Abs. 2 GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde die Benennung der AGGM als Verteilergiebtsmanager für das Verteilergebiet Ost genehmigt. Für die Genehmigung der langfristigen Planung ist gemäß § 7 Abs. 1 E-ControlG der Vorstand der E-Control zuständig.

Ziel der langfristigen Planung ist gemäß § 22 Abs. 1 GWG 2011 die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zum GWG 2011 hinsichtlich der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) sowie der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen zu planen. Darüber hinaus ist die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß §§ 63 ff GWG 2011 herzustellen und auf die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 im Marktgebiet zu achten. Insgesamt soll die langfristige Planung die Transparenz in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt erhöhen.

Neben diesen Zielen sind bei der Erstellung der langfristigen Planung gemäß § 22 Abs. 3 GWG 2011 die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs, des Speicherbedarfs und des grenzüberschreitenden Gasaustauschs unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale und gemeinschaftsweite Netze, dem koordinierten Netzentwicklungsplan sowie der Investitionspläne für Speicheranlagen sowie die derzeitige Situation und Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage zu berücksichtigen.

Der Planungszeitraum wird vom Verteilergiebtsmanager festgelegt, wobei dies transparent und nichtdiskriminierend unter Zugrundelegung der ihm zur Verfügung stehenden Daten zu erfolgen hat. Der Mindestplanungszeitraum beträgt zehn Jahre.

Rechtsfolgenseitig normiert § 22 Abs. 9 GWG 2011, dass die mit der Umsetzung von in der langfristigen Planung vorgesehenen Maßnahmen verbundenen tatsächlichen Kosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß §§ 69 ff GWG 2011 anzuerkennen sind. Gemäß § 145 Abs. 1 GWG 2011 ist im Zusammenhang mit der Genehmigung des Baus von Erdgasleitungsanlagen eine Enteignung durch die Entziehung oder die Beschränkung von Grundeigentum zulässig, wenn dies für die Errichtung von Fern- oder Verteilerleitungen erforderlich ist und im öffentlichen Interesse gelegen ist. Ein öffentliches Interesse liegt jedenfalls dann vor, wenn die Erdgasleitungsanlage in der langfristigen Planung bzw. im

Netzentwicklungsplan vorgesehen ist. Das öffentliche Interesse ist im Bescheid zur Genehmigung der langfristigen Planung festzustellen.

I.2. Verfahrensverlauf

Im Rahmen der „Präsentation der Konsultationsversion der Gas Netzausbaupläne in Österreich“ wurden am 1. Juni 2015 die Langfristige Planung 2015 sowie der Koordinierte Netzentwicklungsplan den Marktteilnehmern öffentlich vorgestellt. Im Zeitraum vom 6. Juli bis 20. Juli 2015 wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2015, Ausgabe 1 vom 01.07.2015 von AGGM den Marktteilnehmern zur Konsultation zur Verfügung gestellt.

Mit Schreiben vom 10. August 2015 hat die AGGM den Antrag gestellt, die dem Antrag beigefügte „Langfristige Planung 2015 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich 2016-2025, Bericht Ausgabe 2 vom 29.07.2015“ zu genehmigen.

Vom 17. August bis zum 28. August 2015 hat die Behörde die Langfristige Planung 2015 aufgrund des engen Zusammenhangs mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan, für den gemäß § 64 Abs. 2 GWG 2011 eine Konsultation verbindlich vorgeschrieben ist, einer Konsultation durch die Marktteilnehmer über die Homepage der E-Control zugeführt.

Die E.ON Gas Storage GmbH (EGS), die Landwirtschaftskammer Österreich (LKÖ) die OMV Gas Storage GmbH (OGS) sowie die Netz Niederösterreich GmbH (Netz NÖ) erstatteten Stellungnahmen zur Langfristigen Planung 2015.

I.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung

Folgender Sachverhalt steht auf Grund des Vorbringens der Antragstellerin sowie amtsbekannter Tatsachen fest:

AGGM als Verteilergebietsmanager beantragte die Genehmigung der Langfristigen Planung 2015 für den Zeitraum 2016-2025, die neben den in vorhergehenden Jahren genehmigten Projekten drei Projekte abändert.

Die langfristige Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilernetzes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern sowie von den Versorgern zur Verfügung gestellt wurden. Weiters wurden die Speicherunternehmen sowie die inländischen Erdgasproduzenten über ihre Ausbaupläne befragt und der von der European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) ausgearbeitete europäische Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2015 sowie der Gas Regional Investment Plan Central-East Europe (GRIP CEE) 2014-2023 und der Gas Regional Investment Plan Southern Corridor (GRIP Southern

Corridor) 2014-2023 als Referenz herangezogen. Der deutsche Netzentwicklungsplan Gas 2015 wurde ebenfalls, als für die österreichische Gasleitungsinfrastruktur relevantes Dokument, bei der Analyse herangezogen. Ebenso wurde eine Abstimmung mit den Netzentwicklungsplan des Stromübertragungsnetzes durchgeführt. Mit dem Marktgebietsmanager wurde die Langfristige Planung 2015 mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan abgestimmt.

Die Datengrundlage und die Ergebnisse der langfristigen Planung wurden mit den Marktteilnehmern in der Planungskonferenz am 1. Juli 2015 diskutiert. Daran anschließend wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2015 zur Konsultation, die von 6. Juli 2015 bis zum 20. Juli 2015 dauerte, gestellt. Die Rückmeldungen zum Konsultationsverfahren wurden gewürdigt und in die langfristige Planung aufgenommen.

Die Absatzprognose wird auch in der Langfristigen Planung 2015 in unterschiedlichen Szenarien getrennt für die drei Marktgebiete dargestellt. Der Absatzprognose werden drei Szenarien - das Baseline Szenario, das Maximal Szenario und Minimal Szenario – zugrunde gelegt, wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung („Stagnation auf dem Status Quo 2015“ oder „Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe“) und zwei unterschiedliche Entwicklungen der sonstigen Endkunden („Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“ oder „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5 % pa“) miteinander kombiniert werden. Das Baseline Szenario, das sich aus einer Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 2015“ und hinsichtlich der Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“ ergibt, wird als das wahrscheinlichste Absatzszenario für das Marktgebiet Ost ausgewiesen. Dem Baseline Szenario zufolge wird der Jahresverbrauch im Haushalts- und Gewerbebereich sowie hinsichtlich Kraftwerke im Planungszeitraum in etwa gleich bleiben.

Für die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol besteht grundsätzlich keine gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung einer langfristigen Planung, da auf Netzebene 1 keine Leitungsanlagen vorhanden sind. Dennoch wurde in der Langfristigen Planung 2015 für die beiden Marktgebiete das Baseline Szenario abgebildet, um den dortigen Kapazitätsbedarf zu prognostizieren. Im Marktgebiet Vorarlberg ist von einer leichten kontinuierlichen Steigerungsrate auszugehen, im Marktgebiet Tirol wurden vom Netzbetreiber TIGAS Zuwachsraten durch Neukunden angegeben.

Die für das Jahr 2016 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können zwar alle eingehalten werden und alle an das Netz angeschlossenen Endkunden können jederzeit versorgt werden. Kapazitätsengpässe können jedoch hinsichtlich zusätzlicher Netznutzer auftreten. Im Winter 2014/2015 kam es im hydraulischen Cluster West wie auch im hydraulischen Cluster Ost zu

Beschränkungen der Speicher Entry Nominierungen, da der Absatz im restlichen Verteilerg Gebiet (ohne Primärverteilsystem 2) kleiner war als die Einspeisungen aus Biogasanlagen, Produktion und Speicher. Betroffen von den Einschränkungen war lediglich der unterbrechbare Anteil der Standardkapazität. Es kam somit zu einem Engpass im Verteilerg Gebiet sowie zu einem Engpass am Übergang zwischen Verteilerg Gebiet und Fernleitung. Es ist festzuhalten, dass aufgrund dieser Kapazitätsengpässe in keinem Fall die Versorgungssicherheit Österreichs und die Versorgung der Endkunden gefährdet waren.

Hinsichtlich des Kapazitätsengpass im Netzgebiet Burgenland und des bestehenden Druckverlustproblems bei sehr hohen Absätzen wurde das sich in Umsetzung befindliche Projekt 2014/01 „Leitungssegment Velm – Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf“ definiert. Die für das Marktgebiet Tirol maximal buchbare Kapazität am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten ist für die Versorgung der bestehenden Netzkunden in Tirol nicht ausreichend. Um eine weitere Entwicklung des Leistungsbedarfs in Tirol sicherstellen zu können, ist es erforderlich zusätzliche fest zuordenbare Kapazitäten (FZK) Einspeisekapazitäten zu beschaffen, welche derzeit aber nicht verfügbar sind. AGGM wird daher, wie in den letzten Jahren, unterbrechbare Kapazitäten und entsprechende Lastflusszusagen bestellen um temporär abgesicherte FZK zu beschaffen. Weiters hat AGGM die entsprechenden Kapazitätserfordernisse für das Marktgebiet Tirol im deutschen Netzentwicklungsplan eingemeldet, um eine mittelfristige Kapazitätsbereitstellung sicherstellen zu können.

Wie in den letzten langfristigen Planungen wird auch heuer an dem Konzept für den Ausbau der Gasinfrastruktur, welches in der Feasibility Study 07 erarbeitet wurde, festgehalten. Der Großteil der darin vorgesehenen Projekte wurde bereits fertiggestellt. In Umsetzung befinden sich nur mehr folgende Projekte: 2012/05 Druckanhebung Oberösterreich, 2012/02 Reverseflow Auerstahl, 2012/03 Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten.

Der Genehmigungsantrag enthält Änderungen zu drei erstmals mit den Langfristigen Planungen 2012 mit Bescheiden vom 11.1.2013 (V LFP G 01/12) und vom 10.7.2013 (LFP G 1/13) genehmigten Projekten.

Die Änderungen finden ihre Begründung in den geänderten Anforderungen aufgrund der Engpasssituation im Winter 2014/2015 sowie der erforderlichen Umsetzung trotz Nichterreicherung der bisher festgelegten Ausbauschwelle.

Um die zwischen Verteilerg Gebiet und Fernleitung auftretenden Engpässe zu beheben, wurden im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2015 zwei neue Projekte GCA 2015/07a Mehrbedarf Verteilerg Gebiet und GCA 2015/07b Mehrbedarf Verteilerg Gebiet +, jeweils unter der Bedingung, dass entweder das Projekt GCA 2015/07a oder das Projekt GCA 2015/07b, jedoch niemals beide gleichzeitig umgesetzt werden, zur Genehmigung eingereicht.

Beide Projekte sind in der Abänderung des Projektes 2012/03 (Option 1 und 2) der langfristigen Planung 2015 gespiegelt. .

Mit Bescheid vom 27.10.2015, V KNEP G 1/15, wurde das Projekt GCA 2015/07b (zusätzliche FZK-Einspeisekapazitäten in der Höhe von 600.000 Nm³/h (0°C)) genehmigt, da

lediglich die Ausbauvariante des Projekts GCA 2015/07b gewährleistet hätte, dass die Nominierungen des vergangenen Winters im höchstmöglichen Ausmaß bewältigt hätten werden können. Dieser Ausbauvariante spiegelt das von AAGGM eingereichte Projekt 2012/03 - Option 2.

I.4. Rechtliche Beurteilung

Die mit der Umsetzung von in der langfristigen Planung vorgesehenen Maßnahmen verbundenen tatsächlichen Kosten sind bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß §§ 69 ff GWG 2011 anzuerkennen. Auch für diese Investitionen gelten die in § 79 GWG 2011 genannten Grundsätze der Kostenwahrheit sowie Angemessenheit dem Grunde und der Höhe nach. Eine abschließende Angemessenheitsprüfung der Höhe nach ist allerdings erst möglich, wenn bereits Kosten angefallen sind und entsprechende Unterlagen (wie z.B. die Ausschreibungsunterlagen und die Angebote) vorliegen. Daher beschränkt sich die im gegenständlichen Verfahren ex ante erteilte Genehmigung auf die Angemessenheit der Kosten dem Grunde nach. Nach derzeitigem Stand scheinen die in der langfristigen Planung angeführten Werte - in Anbetracht der teilweise sehr starken Schwankungsbreite in der Kostenabschätzung iHv bis zu +/-25 % - gerade noch plausibel, sind jedoch in den Folgeverfahren zur Genehmigung der langfristigen Planung vom Verteilergebietsmanager einer Evaluierung zu unterziehen. Eine abschließende Beurteilung wird die Behörde nach erfolgter Investition im Zuge der Kostenermittlung nach § 69 GWG 2011 vornehmen.

Die Antragstellerin hat im Rahmen ihrer gesetzlichen Möglichkeiten und auf Grundlage der ihr zur Verfügung stehenden Daten ein geeignetes Instrument zur Planung des Verteilergebiets des Marktgebiets Ost sowie – wenngleich dies gesetzlich nicht vorgeschrieben ist – für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg hinsichtlich der Ziele des § 22 Abs. 1 GWG 2011, insb. hinsichtlich der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, der Erzielung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit der Infrastruktur sowie der Deckung der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen zur Genehmigung eingereicht.

In der langfristigen Planung wird auf den TYNDP 2015 der ENTSOG Bezug genommen und die darin aufgelisteten Projekte, die direkten Einfluss auf das Verteilergebiet haben, entsprechend berücksichtigt. Ebenso nimmt die langfristige Planung auf den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2015 Bezug und bezieht die Auswirkungen der darin enthaltenen Projekte auf das Verteilernetz mit ein. Die Kohärenz mit dem TYNDP 2015 sowie mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan 2015 ist daher grundsätzlich gegeben.

Die Absatzprognose der Antragstellerin basiert auf den tatsächlich gemessenen Absätzen aus der Vergangenheit und auf den von den Verteilernetzbetreibern erstellten Prognosen für die Verbrauchsänderungen und berücksichtigt auch geplante Kraftwerksabsätze. Um ein

vollständigeres Bild über die möglichen Entwicklungspfade zu erhalten, wurden in der Langfristigen Planung 2015 drei verschiedene Absatzszenarien erstellt. Die Absatzprognose der Antragstellerin berücksichtigt sowohl Klimaschutzpolitische Ziele (etwa 20/20/20-Ziele) als auch allgemeine energiewirtschaftliche Entwicklungen.

Für jedes Projekt wird in der langfristigen Planung der Auslöser und die technische Notwendigkeit angeführt; diese Angaben begründen auch die technischen Zweckmäßigkeiten iSd § 22 Abs. 3 Z 1 GWG 2011. Die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 ist aufgrund der von AGGM in Zusammenarbeit mit dem Marktgebietsmanager durchgeführten Berechnungen auch in Zukunft gewährleistet. Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 237 %.

Die in Kapitel 4 und 5 der eingereichten Langfristigen Planung 2015 konkretisierten Projekte stellen daher begründete und erforderliche Investitionen in die Gasleitungsinfrastruktur dar, die durch ihre hohe Flexibilität mit einem relativ geringen Investitionsrisiko verbunden sind. Die wirtschaftliche Zweckmäßigkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen ist daher grundsätzlich gegeben. Diesbezüglich ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die Wirtschaftlichkeit aufgrund des Planungsstatus wie bereits erläutert nur dem Grunde nach, nicht aber der Höhe nach festgestellt werden kann. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass von Seiten der Unternehmen, die die Projekte umzusetzen haben, im Kostenermittlungsverfahren gemäß § 69 Abs. 1 GWG 2011 darzulegen sein wird, dass ausreichende Maßnahmen gesetzt wurden, um die Kosten für die einzelnen Projekte unter Berücksichtigung der erforderlichen Qualität möglichst niedrig zu halten. Hierzu sind von den Netzbetreibern entsprechende Dokumentationen zu Ausschreibungen der einzelnen Tätigkeiten und beschafften Infrastruktur zu führen und auf Verlangen vorzulegen.

In den vergangenen Jahren wurden die Speicherkapazitäten, die an das Verteilergelände angeschlossen sind, massiv erhöht. Um diese Netzanschlüsse möglich zu machen, wurden im Rahmen der Langfristigen Planung eine Reihe von Projekten umgesetzt. Im vergangenen Winter ist es aufgrund der erhöhten Speichernutzung vermehrt zu Situationen gekommen, in denen das ausgespeicherte Gas aus dem Verteilergelände in das Fernleitungsnetz abtransportiert werden musste. Dabei musste festgestellt werden, dass die Übergabekapazität vom Verteilergelände in das Fernleitungsnetz nicht in allen Fällen ausreichend war. Den Darstellungen der Langfristigen Planung 2015 folgend, kam es an zwölf Tagen zu Einschränkungen der Nominierungen, wobei nach Angaben der Speicherunternehmen und Speicherkunden Nominierungen in vielen Fällen bereits vorab reduziert wurden, um operativen Einkürzungen zuvor zu kommen. Betont werden muss dabei, dass von den Einschränkungen lediglich der unterbrechbare Anteil der Standardkapazität betroffen war. Die Versorgungssicherheit Österreichs sowie die Versorgung der Endkunden waren an keinem einzigen Tag des letzten Winters gefährdet.

Die in Koordination mit dem Marktgebietsmanager und den Fernleitungsnetzbetreibern entwickelten und im Rahmen der Langfristigen Planung 2015 vorgeschlagenen Änderungen

der Projekte 2012/2, 2012/3 und 2012/5 sind geeignet, die von Speicherunternehmen benötigte Verbesserung der Qualität der Standardkapazität zu gewährleisten:

Es erscheint erforderlich, die Qualität der Anbindung des Verteilergebiets und damit der Speicher an das Fernleitungsnetz zu verbessern. Daher werden zum einen entsprechende Projekte im Verteilernetz, die bislang mit einer Ausbauschwelle versehen sind, mit der Genehmigung der Langfristigen Planung 2015 mit einer unbedingten Ausbaupflichtung versehen und andererseits Projekte im Fernleitungsnetz umzusetzen sein. Dies einerseits im Sinne der Versorgungssicherheit, andererseits um den Zugang der massiv gestiegenen Speicherkapazitäten zum Virtuellen Handelspunkt zu verbessern, damit auch in Hochlastzeiten die österreichischen Speicher als entsprechende Liquiditätsquellen zur Verfügung stehen.

Projekt 2012/2 „Reverseflow Auerthal“ dient zur Beseitigung des Engpasses für Speichertransporte im Verteilergebiet. Da das Projekt eine Voraussetzung für die Verbesserung des dynamisch festen Anteils der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West darstellt, soll das Projekt jedenfalls realisiert werden, weshalb das Projekt antragsgemäß genehmigt wird und die Ausbauschwelle entfällt.

Darüber hinaus wird durch die Ausbaumaßnahmen auch der zusätzliche Anschluss des Speichers Haidach an das Verteilergebiet möglich. Die Umsetzung der Option 1 des Projektes 2012/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ würde zwar auch eine Verbesserung der derzeitigen Kapazitätssituation bringen. Wie die Graphik in der Langfristigen Planung zeigt 2015 (vgl. Diagramm 23, S. 57), wäre jedoch bei einer nicht unbeträchtlichen Anzahl der Nominierungen des letzten Winters auch diese Kapazität nicht ausreichend gewesen. Aus der Darstellung in der Langfristigen Planung ist ableitbar, dass lediglich die Ausbaupflichtung der Option 2 des Projektes 2012/03 gewährleistet hätte, dass die Nominierungen des vergangenen Winters im höchstmöglichen Ausmaß bewältigt hätten werden können.

Da aufgrund der in dieser Darstellung sichtbaren Tendenz zu erwarten ist, dass sich ähnliche Nominierungssituationen auch künftig wiederholen werden, wird daher dieser Ausbaupflichtung der Vorzug gegeben. Die Kosten, die durch diesen Ausbau anfallen, sind jedenfalls im Verhältnis zum Nutzen als angemessen zu beurteilen. Es wird daher das Projekt 2012/03 – Option 2 genehmigt und Projekt 2012/03 – Option 1 abgewiesen. Aus diesem Grund wurde auch mit Bescheid vom 27.10.2015, V KNEP G 1/15, lediglich die Ausbaupflichtung des Projektes GCA 2015/07b genehmigt, das zusätzliche FZK-Einspeisekapazitäten in der Höhe von 600.000 Nm³/h (0°C) schafft.

Damit die Speicher des hydraulischen Clusters West von der zusätzlich geschaffenen Kapazität profitieren können, ist eine Erhöhung des zulässigen Ausspeisedrucks in das Verteilernetz im hydraulischen Clusters West erforderlich, wie in Projekt 2012/05 vorgesehen. Der Speicherbetreiber RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft und das Speicherunternehmen RAG Energy Storage GmbH haben zugesagt Zug um Zug auch die

Speicheranlagen entsprechend zu adaptieren, dass ein maximaler Betriebsdruck von 70 barg bereitgestellt werden kann.

Im Rahmen der von der Behörde durchgeführten Konsultation fordert die Landwirtschaftskammer in ihrer Stellungnahme gegenüber der Behörde eine Überarbeitung der geltenden Entschädigungsregelungen, vor allem bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz und verweist in diesem Zusammenhang auch auf die Frage der steuerlichen Beurteilung von Entschädigungsregelungen für Leitungs-/Infrastrukturprojekte. Dem ist entgegenzuhalten, dass die Anwendung oder Erarbeitung von Entschädigungsregelungen weder Gegenstand des vorliegenden Bescheides sind, noch die E-Control über die Kompetenz zur Rechtssetzung in dieser Angelegenheit verfügt. Die LKÖ begrüßt im Übrigen, dass keine neuen Projekte in die LFP 2015 aufgenommen wurden.

Die EGS unterstützt - unter Hinweis auf die Engpässe für Speichergastransporte im vergangenen Winter - den Antrag der AGGM voll inhaltlich und betont die Notwendigkeit zur Verbesserung der Qualität der Transportdienstleistung.

Die OGS spricht sich in ihrer Stellungnahme für die Realisierung der beantragten Projektänderungen aus, wobei das Projekt 2012/3 jedenfalls in der Option 2 (zusätzliche Kapazität 600.000 Nm³/h) realisiert werden müsse, da sonst wieder nicht alle Speicheranforderungen bedient werden könnten.

Die Netz NÖ weist auf die gegenüber der AGGM erbrachten Stellungnahme hin und ersucht, dass in der langfristigen Planung 2016 der von Netz NÖ eingebrachte Vorschlag für eine Einbindung der Südwest 2 Leitung (Ebene 1) mit Reverse Flow Eggendorf in die TAG gebührend geprüft wird. AGGM hat diese Variante in ihre Überlegungen einbezogen und kam zu dem nachvollziehbaren Ergebnis, dass die Umsetzung der seitens Netz NÖ vorgeschlagenen Variante eine Zwischenverdichtung in Reichersdorf, eine Neuerrichtung einer Verdichterstation in Eggendorf und eine zusätzliche Adaptierung im Fernleitungsnetz erforderlich machen würde, weshalb schon aus wirtschaftlichen Gründen der zur Genehmigung eingereichten Variante der Vorzug zu geben war (vgl AGGM langfristige Planung, Ausgabe 2 vom 29.7.2015, S. 67).

In Bezug auf das geänderte Projekt 2012/02 darf auf die Begründungen des Genehmigungsbescheides LFP G 01/12 vom 11. Jänner 2013 verwiesen werden, da das öffentliche Interesse bereits mit diesem Bescheid genehmigt wurde und die jeweilige Änderung sich nicht auf das öffentliche Interesse bezieht und auch seine Beurteilung nicht verändert.

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der Energie-Control Austria einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde und die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt, sowie das Begehren zu enthalten. Im Falle einer Beschwerde wird ersucht, die Eingabengebühr von EUR 30 gemäß § 14 TP 6 Abs 5 Z 1 lit b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl 267/1957 idGF iVm § 2 BVwG-EGebV, BGBl II 490/2013, unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gemäß § 3 Abs 1 BVwG-EGebV zu entrichten.

IV. Gebühren

Es wird höflich ersucht, die Eingabengebühr von € 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz 1957, BGBl Nr. 267/1957 idGF und die Beilagengebühr von € 21,80 gemäß § 14 TP 5 Abs 1 Gebührengesetz, insgesamt sohin € 36,10 auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria, Subbezeichnung: Gebührenkonto, ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201, zu überweisen.

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Wien, am 27.10.2015

Der Vorstand


DI Walter Boltz
Vorstandsmitglied


DI (FH) Mag. (FH) Martin Graf, MBA
Vorstandsmitglied

Beilage: ./1 Langfristige Planung 2015 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2016-2025, in der Fassung vom 29. Juli 2015

Ergeht als Bescheid an:

AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Vorstand
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien
per RSb.

