EINGEGANGEN
26. Sep. 2016

E-CONTROL

V LFP G 01/16

PA 21895/16

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 12. August 2016 auf Genehmigung der Langfristigen Planung 2017 - 2026 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

1. Im Rahmen der Langfristigen Planung 2016 für den Zeitraum 2017 – 2026 der AGGM werden die geänderten Projekte 2012/03 und 2012/05 sowie die neu eingereichten Projekte 2016/01, 2016/02, 2016/03, 2016/04 und 2016/05 genehmigt. Die Genehmigung umfasst ausschließlich die in Anhang 1 der Langfristigen Planung 2016 aufgelisteten Projekte.
Die Umsetzung des Projekts 2012/05 liegt im öffentlichen Interesse.

2. Das Projekt 2016/04 wird unter der Auflage genehmigt, dass im Rahmen der weiteren Analysen zur Erarbeitung eines Gesamtkonzeptes für die Ersatzinvestition der G00 003 und G00 020 Leitungen auch TAG Trans Austria Gasleitung GmbH eingebunden wird und dass neben den in der Langfristigen Planung 2016 vorgestellten Alternativen auch eine

Alternativroute über das TAG Leitungssystem sowie über die Südschiene im Netzbereich der Netz Niederösterreich GmbH analysiert wird.

Die Langfristige Planung 2016 bildet als Beilage ./1 einen Bestandteil dieses Bescheides.

I.1. Rechtliche Grundlagen

Der Verteilergebietsmanager 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 - Austrian Gas Grid Management AG (in der Folge: AGGM) als Verteilergebietsmanager (in der Folge: VGM) 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 (in der Folge: LFP) 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 Kapazitäts-anforderungen 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 (in der Folge: KNEP) 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 VGM 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 29. Juni 2016 die Langfristige Planung 2016 sowie der Koordinierte Netzentwicklungsplan den Marktteilnehmern öffentlich vorgestellt. Im Zeitraum vom 1. Juli bis 18. Juli 2016 wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2016, Ausgabe 1 vom 1.7.2016, von AGGM den Marktteilnehmern zur Konsultation zur Verfügung gestellt.

Darüber hinaus fand am 6. Juni 2016 eine Besprechung zwischen AGGM, dem Marktgebietsmanager, Gas Connect Austria GmbH (in der Folge: GCA), TAG Trans Austria Gasleitung GmbH (in der Folge: TAG) und E-Control statt, um die Zusammenhänge zwischen LFP und KNEP zu diskutieren.

Mit Schreiben vom 12. August 2016 hat die AGGM den Antrag gestellt, die dem Antrag beigefügte „Langfristige Planung 2016 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich 2017-2026, Bericht Ausgabe 2 vom 22.07.2016" zu genehmigen.

Vom 12. August bis zum 28. August 2016 hat die Behörde die Langfristige Planung 2016 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.

Uniper Energy Storage GmbH (UES), RAG Energy Storage GmbH (RES), LINZ STROM Netz GmbH, Uniper Global Commodities SE (UGC), die Bundesarbeiterkammer (BAK) und die Landwirtschaftskammer Österreich (LK) erstatteten Stellungnahmen zur Langfristigen Planung 2016.

I.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung

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

AGGM als VGM beantragte die Genehmigung der Langfristigen Planung 2016 für den Zeitraum 2017-2026, die neben den in vorhergehenden Jahren genehmigten Projekten zwei Projekte abändert und fünf Projekte neu einreicht.

Die langfristige Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilleitungsnetzes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern 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 (ENTSOG) 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 Entwurf des deutschen Netzentwicklungsplan Gas 2016 wurde ebenfalls, als für die österreichische Gasleitungsinfrastruktur relevantes Dokument, bei der Analyse herangezogen. Ebenso wurde eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid durchgeführt. Mit dem Marktgebietsmanager wurde die Langfristige Planung 2016 mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan abgestimmt.

Die Datengrundlage und die Ergebnisse der langfristigen Planung wurden mit den Marktteilnehmern in der Planungskonferenz am 29. Juni 2016 diskutiert. Daran anschließend wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2016 zur Konsultation, die von 1. Juli 2016 bis zum 18. Juli 2016 dauerte, gestellt. Die Rückmeldungen zum Konsultationsverfahren wurden gewürdigt und in die langfristige Planung aufgenommen.

Die Absatzprognose wird auch in der Langfristigen Planung 2016 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 2016“ 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 2016“ 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 2016 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 angegebenen.

Die für das Jahr 2017 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 Verteilergebiet (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 Verteilergebiet sowie zu einem Engpass am Übergang zwischen Verteilergebiet und Fernleitung. Es ist festzuhalten, dass aufgrund dieser Kapazitätsengpässe in keinem Fall die Versorgungssicherheit Österreichs und die Versorgung der Endkunden gefährdet waren. Hinsichtlich des Kapazitätsengpasses im Netzgebiet Burgenland und des bestehenden Druckverlustproblems bei sehr hohen Absätzen wurde das 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 frei zuordenbare Einspeisekapazitäten (FZK) 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 langfristigen Planungen der Vorjahre 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 den Projekten 2012/03 und 2012/05, die erstmals mit der Langfristigen Planung 2012 (V LFP G 01/12 vom 11.1.2013) und V LFP G 1/13 vom 10.7.2013) genehmigt wurden.

Die Änderung des Projektes 2012/03 ist auf eine Verschiebung des geplanten Fertigstellungstermins der korrespondierenden Projekte auf Fernleitungsebene zurückzuführen. Geänderte Anforderungen aufgrund der Engpasssituation im Winter 2014/2015 sowie der erforderlichen Umsetzung trotz Nichterreichung der in der Vergangenheit festgelegten Ausbauschwelle machten dieses Projekt in der letztjährigen LFP zur obersten Priorität.
Um die zwischen Verteilergebiet und Fernleitung auftretenden Engpässe zu beheben, wurde im Rahmen des KNEP 2015 das Projekt GCA 2015/07b „Mehrbedarf Verteilergebiet +" genehmigt. Dieses Projekt wurde in der Abänderung des Projektes 2012/03 der langfristigen Planung 2015 gespiegelt.
Mit Bescheid vom 27.10.2015, V KNEP G 01/15, wurde das Projekt GCA 2015/07b (zusätzliche FZK-Einspeisekapazitäten in der Höhe von 600.000 Nm^3/h (0°C)) genehmigt, da lediglich diese Ausbauvariante des Projekts GCA 2015/07b gewährleistet hätte, dass die Nominierungen des Winters 2014/2015 im höchstmöglichen Ausmaß bewältigt hätten werden können.
Im Zuge des KNEP 2016 wurde nunmehr eine Abänderung des Projektes GCA 2015/07b sowie ein neues Projekt TAG 2016/02 „AZ1 additional entry and connection to BOP13" zur Genehmigung eingereicht und die Verzögerung des Projekts GCA 2015/07b begründet. Beide Projekte stehen in direktem Zusammenhang mit dem Projekt 2012/03.

Für das Projekt 2012/05 wurde auf Anregung der Netz Oberösterreich GmbH vom Antragsteller zusätzlich das öffentliche Interesse beantragt, da bei einzelnen Stationsumbauten auch Flächenerweiterungen erforderlich seien.

Die Projekte 2016/1, 2016/2, 2016/3, 2016/4 und 2016/5 beinhalten allesamt Ersatzinvestitionen, die im Netzbereich des Verteilernetzbetreibers Gas Connect Austria GmbH liegen. Bei allen Ersatzinvestitionen, mit der Ausnahme des Projekts 2016/5, das die Verbesserung des Filterkonzepts in Baumgarten zum Ziel hat, werden Leitungen bzw. Leitungsteile erneuert.

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 VGM 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 Entwurf des KNEP 2016 Bezug und bezieht die Auswirkungen der darin enthaltenen Projekte auf das Verteilernetz mit ein. Die Kohärenz mit dem TYNDP 2015 sowie mit dem KNEP 2016 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 LFP 2016 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 MGM durchgeführten Berechnungen auch in Zukunft gewährleistet. Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 233 %.

Die in Kapitel 4 und 5 der eingereichten LFP 2016 konkretisierten Projekte stellen daher begründete und erforderliche Investitionen in die Gasinfrastruktur 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 Verteilergebiet angeschlossen sind, massiv erhöht. Um diese Netzanschlüsse zu ermöglichen, wurde im Rahmen der LFP eine Reihe von Projekten umgesetzt. Im Winter 2014/2015 ist es aufgrund der erhöhten Speichernutzung vermehrt zu Situationen gekommen, in denen das ausgespeicherte Gas aus dem Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz abtransportiert werden musste. Dabei musste festgestellt werden, dass die Übergabekapazität vom Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz nicht in allen Fällen ausreichend war. Den Darstellungen der LFP 2015 und 2016 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 von Nominierungen 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 LFP 2016 vorgeschlagenen Änderungen des Projektes 2012/03 sind geeignet, die von Speicherunternehmen benötigte Verbesserung der Qualität der Standardkapazität zu gewährleisten. Da aufgrund der in der Darstellung der Langfristigen Planung 2016 sichtbaren Tendenz zu erwarten ist, dass sich ähnliche Nominierungssituationen auch künftig wiederholen werden, wird an diesem Projekt festgehalten. Die Kosten, die durch diesen Ausbau anfallen, sind im Verhältnis zum Nutzen jedenfalls als angemessen zu beurteilen.

Es erscheint auch weiterhin erforderlich, die Qualität der Anbindung des Verteilergebiets und damit der Speicher an das Fernleitungsnetz zu verbessern. Daher wird die Änderung des Fertigstellungszeitpunktes des Projektes 2012/03 einerseits genehmigt und im Rahmen des KNEP 2016 die Änderung des Projektes GCA 2015/07b sowie die Neueinreichung des Projektes TAG 2016/02 genehmigt. 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 Liquiditätsquellen zur Verfügung stehen.

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

Da sich in der Detailplanung zur Umsetzung des Projekts 2012/05 „Druckanhebung Oberösterreich" herausgestellt hat, dass bei einzelnen Stationsumbauten Flächenerweiterungen erforderlich sind und um eine zeitgerechte Umsetzung zu ermöglichen, wurde auf Anregung des betroffenen Netzbetreibers Netz Oberösterreich GmbH die Zuerkennung des öffentlichen Interesses beantragt. Es wird angeführt, dass durch die Realisierung des Projektes die generellen Zielsetzungen des GWG 2011 unterstützt werden und im Speziellen dieses Projekt zur Versorgungssicherheit und zur Entwicklung des Handelsplatzes Österreich beiträgt, was wiederrum einen positiven Effekt auf die Entwicklung der Preise hat. Da die Verwirklichung des Projekts im genehmigten Zeitplan die Erreichung der Zielsetzungen des § 22 GWG 2011 unterstützt, wird antragsgemäß das öffentliche Interesse gewährt.

Bei den neu eingereichten Projekten 2016/01, 2016/02, 2016/03, 2016/04 und 2016/05 handelt es sich um Ersatzinvestitionen.

Dem Zweck der LFP entsprechend sind auch Ersatzinvestitionen, die wichtige Infrastrukturen iSd § 22 Abs. 1 Z 4 GWG 2011 betreffen, in die LFP aufzunehmen. Außerdem soll gem. § 22 Abs. 4 GWG 2011 die LFP unter anderem Vorhaben zur Errichtung, Änderung oder den Betrieb von Leitungsanlagen umfassen; auch Ersatzinvestitionen können solche Vorhaben sein, womit diese vom Wortlaut des Gesetzes umfasst sind. Ersatzinvestitionen können ebenfalls einen Beitrag dazu leisten die Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher sowie die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit) sicher zu stellen (zB. Elektroverdichter als Ersatz für Gasverdichter). Generell muss auch bei Ersatzinvestitionen immer analysiert werden, ob durch eine optimierte Projektplanung und -ausgestaltung die Interoperabilität zwischen den Netzen verbessert werden kann.

Hinsichtlich der neu eingereichten Projekte 2016/03, 2016/04 sowie 2016/05 ist darauf hinzuweisen, dass diese Projekte bereits umgesetzt werden. Das GWG 2011 sieht explizit die Möglichkeit vor, dass Anträge auf Änderung der zuletzt genehmigten LFP jederzeit zulässig sind, sofern Erdgasleitungsanlagen, die zusätzlich errichtet, erweitert, geändert oder

betrieben werden sollen, oder sonstige wesentliche Änderungen der Planungsgrundlagen eine neue Gesamtbeurteilung im Rahmen der langfristigen Planung erforderlich machen (§ 22 Abs. 7 GWG 2011).

Die von AGGM gewählte Vorgehensweise, die allerdings durch die verspätete Dateneinmeldung durch Netzbetreiber bedingt war, entspricht somit nicht dem gesetzlich vorgesehenen Prozedere, da diese Möglichkeit für die drei genannten Projekte nicht in Anspruch genommen wurde. AGGM wird daher aufgefordert künftig gem. § 22 Abs. 7 GWG 2011 die Genehmigung von Projekten vor Beginn der Umsetzung zu beantragen, ebenso müssen sämtliche Netzbetreiber sicherstellen, dass die Dateneinmeldung bei der AGGM für die Erstellung der LFP rechtzeitig erfolgt; andernfalls kann nicht gewährleistet werden, dass eine Genehmigung der Projekte und somit eine Anerkennung der Kosten dem Grunde nach gem. § 22 Abs. 9 GWG 2011 erfolgen kann.

Bezüglich des Projektes 2016/04 „Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020" und der Auflage zu diesem Projekt ist anzumerken, dass in Anbetracht der allgemeinen Kooperationsverpflichtung zwischen VGM und MGM gem. § 19 GWG 2011 bei der Erstellung der Netzausbauplanung für Österreich sowie im Sinne einer marktgebietsübergreifenden Optimierung des bestehenden Leitungssystems alle möglichen Alternativen für einen Ersatz der G00 003 und G00 020 Leitungen zu analysieren sind. Aus Sicht der Behörde ist für diesen Zweck auch das TAG Leitungssystem sowie die Südschiene im Netzbereich der Netz Niederösterreich in die Planung aufzunehmen um das Potenzial einer Fahrweise über das TAG System zu beurteilen.

Im Rahmen der Genehmigung des KNEP 2016 und der LFP 2016 (Netzausbauplanung Gas 2016) werden in Summe ex ante Investitionen in Höhe von rund EUR 825 Mio. dem Grunde nach genehmigt. Es wird explizit darauf hingewiesen, dass für Projekte, deren Umsetzung einen positiven Wirtschaftlichkeitstests bzw. das Erreichen einer Ausbauschwelle voraussetzt, eine finale Investitionsentscheidung durch die betroffenen Netzbetreiber erst nach Erreichung dieser Bedingungen erfolgen kann. Daher stellt die angegebene Gesamtsumme lediglich eine potenzielle Investitionssumme dar. Eine abschließende Angemessenheitsprüfung der Höhe der getätigten Investitionskosten für sämtliche Projekte wird von der Behörde im Rahmen der Kostenprüfung durchgeführt, wenn Kosten angefallen sind und entsprechende Unterlagen vorliegen.

Im Rahmen der von der Behörde durchgeführten Konsultation nahmen sechs Unternehmen Stellung:

UES, RES, UGC und LINZ STROM Netz GmbH unterstreichen die Bedeutung der Speicher, der Verbesserung der Qualität der Standardkapazität im Verteilergebiet und den korrespondierenden Projekten im KNEP, lehnen daher die Verzögerung des Projektes in der LFP „2012/03 - Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten" sowie des KNEP Projekts „GCA

2015/07b Mehrbedarf Verteilergebiet +" ab und fordern eine fristgerechte Umsetzung zu Beginn der Ausspeicherperiode in 2017.

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens für den KNEP 2016 haben die beiden FNB der Behörde allerdings nachgewiesen, dass das 2015 genehmigte Projekt GCA 2015/07b nicht die erforderlichen Maßnahmen enthält, um die Engpassproblematik nachhaltig zu lösen. Weiters konnte nachgewiesen werden, warum das technische Konzept abgeändert werden musste und sich damit die Fertigstellung verzögert. Das nun abgeändert vorliegende Projekt GCA 2015/07b in Verbindung mit dem Projekt TAG 2016/02 gewährleistet eine signifikante und nachhaltige Verbesserung der Engpassproblematik, weshalb der neue Zeitrahmen im Rahmen des KNEP zu genehmigen ist. Dementsprechend ist auch die Verzögerung im des LFP Projekts zu genehmigen.

UES und RES bringen vor, dass die FNB untereinander sowie der MGM und der VGM ihren jeweiligen Kooperationsverpflichtungen sowie der Verpflichtung auch Speicherunternehmen in die Koordination von Maßnahmen zur Überwindung von physischen Engpässen einzubinden nicht ausreichend nachgekommen seien und daher auch keine Kohärenz zwischen KNEP 2016 und LFP 2016 gegeben sei. Vor diesem Hintergrund forderte die Behörde die FNB auf, die Gründe für die Verschiebung des Projekts darzulegen. FNB, MGM sowie VGM (im Rahmen des LFP Verfahrens) wurden ebenfalls aufgefordert, der Behörde die erfolgten Koordinationsbemühungen nachzuweisen.

Hierzu ist auszuführen, dass sich VGM, MGM sowie die FNB seit Jänner 2015 in mehreren Besprechungen (teilweise nur FNB) zur Erarbeitung von Lösungskonzepten für die vorliegende Problematik abgestimmt haben. Nichtsdestotrotz bestehen Verbesserungspotentiale für kommende Genehmigungsverfahren, die seitens der Behörde gegenüber VGM, MGM sowie FNB konkretisiert wurden. Betreffend die Kohärenz zwischen KNEP und LFP ist festzuhalten, dass aus Sicht der Behörde diese trotz der verbesserungswürdigen Koordination zwischen MGM und VGM jedenfalls gegeben ist. In beiden Netzausbauplanungsinstrumenten sind die betroffenen Projekte technisch und zeitlich aufeinander abgestimmt.

Die BAK anerkennt, dass die Investitionskosten und konkreten Projektdaten vertrauliche Geschäftsdaten sind und als solche nicht veröffentlicht werden können, regt allerdings die Veröffentlichung von aggregierten Gesamt-Investitionssummen an, um die Transparenz zu erhöhen. Diesem Wunsch wird seitens der Behörde insofern Rechnung getragen, als im Rahmen dieses Bescheids eine Gesamtinvestitionssumme veröffentlicht wird (vgl. S. 10).

Die BAK fordert E-Control auf, die gegebenen Möglichkeiten zur Prüfung der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen voll inhaltlich auszuschöpfen. E-Control weist darauf hin, dass die Behörde sämtliche zur Verfügung stehenden Möglichkeiten ausschöpft sowie amtsbekannte Informationen zur Prüfung der Netzausbauplanung herangezogen werden. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass

gemäß § 64 Abs 1. GWG 2011 die FNB der Behörde die technische Notwendigkeit, Angemessenheit sowie die Wirtschaftlichkeit der Investition nachzuweisen haben. Die im Rahmen des LFP Verfahrens ex ante erteilte Genehmigung beschränkt sich auf die Angemessenheit der Kosten dem Grunde nach. Eine detaillierte Prüfung der Angemessenheit der Kosten kann erst ex post auf der Basis von tatsächlich angefallenen Anschaffungskosten erfolgen. 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. Abschließend begrüßt BAK die Erstellung von drei Absatzszenarien, ersucht aber in Anbetracht aktueller Entwicklungen (schwieriges Marktumfeld für Gas-Kraftwerke, milde Winter etc) um eine umfassendere Analyse der Absatzentwicklung.
Es ist darauf hinzuweisen, dass für die Auslegung der Infrastruktur die maximal mögliche Stundenleistung, eine auf Basis historisch gemessener Werte (max. gemessene Stundenleistung aus Februar 2012) ermittelte Leistung, herangezogen wird, um das Gasnetz auch für extreme Absatzsituationen, wie z.B. in sehr kalten Winterwochen, auszulegen und die Versorgung der Kunden in solchen Situationen gewährleisten zu können. Weiters wird im Rahmen der Absatzprognose der Langfristigen Planung auf die Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten im Detail eingegangen. Basis für diese Analyse bilden die bestehenden Netzzugangsverträge und die enthaltenen Anschlussleistungen der einzelnen Kraftwerke.

Die LK fordert in ihrer Stellungnahme eine Überarbeitung der geltenden Entschädigungsregelungen, vor allem bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz. Hierzu ist festzuhalten, dass die Anwendung oder Erarbeitung von Entschädigungsregelungen nicht Gegenstand des KNEP sind, eine Ungleichbehandlung jedoch grundsätzlich kritisch zu betrachten wäre. Betreffend das Projekt 2012/05 spricht sich die LK gegen die Zuerkennung des öffentlichen Interesses aus, da die Begründung nicht entsprechend klar und nachvollziehbar und ein Nutzen nicht erkennbar sei. Dem ist entgegenzuhalten, dass sich in der Detailplanung zur Umsetzung des Projekts herausgestellt hat, dass bei einzelnen Stationsumbauten Flächenerweiterungen erforderlich sind. Um eine zeitgerechte Umsetzung zu ermöglichen, wurde die Zuerkennung des öffentlichen Interesses beantragt.

Weiters fordert die LK eine Verlängerung der Konsultation um vier Wochen. Hierzu ist anzumerken, dass für die LFP eine Konsultation nicht verpflichtend im GWG 2011 vorgesehen ist. Abgesehen davon handelte es sich bei der gegenständlichen Konsultation um die zweite Konsultation der Netzausbauplanungsinstrumente Gas in diesem Jahr. Die beiden Instrumente werden vor der behördlichen Konsultation bereits durch die betroffenen Unternehmen öffentlich präsentiert und diskutiert und anschließend konsultiert. Der Zeitplan für den gesamten Prozess wird immer Anfang des Jahres auf den Homepages der Unternehmen veröffentlicht. Aufgrund des engen Zusammenhanges dieses Verfahrens mit

nachfolgenden Verfahren, insbesondere mit der Novelle der Gas-Systemnutzungsentgelte Verordnung, und der Notwendigkeit, dass die Netzausbauplanung erst nach den erfolgten Jahresauktionen – in denen Marktteilnehmer ihre Bedarfe bekanntgeben können - starten kann, sowie der Tatsache, dass die Netzausbauplanung jährlich zu erfolgen hat, ist ein sehr enger Zeitplan vorgegeben.

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 Eingabegebühr 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 23.09.2016

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M
Vorstandsmitglied

DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

Beilage: ./1 Langfristige Planung 2016 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2017-2026, in der Fassung vom 22. Juli 2016

Ergeht als Bescheid an:

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

per RSb