

V KNEP G 01/13

PA 4609/13

Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H.
Geschäftsführung
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

per RSb

TAG Trans Austria Gasleitung GmbH
Geschäftsführung
Wiedner Hauptstrasse 120-124
1050 Wien

per RSb

Gas Connect Austria GmbH
Geschäftsführung
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

per Rsb

Tauerngasleitung GmbH
Geschäftsführung
Dr. Hans-Lechner-Straße 15
5071 Wals-Siezenheim

per RSb

B E S C H E I D

In dem aufgrund der Anträge der Tauerngasleitung GmbH, der Gas Connect Austria, der Trans Austria Gasleitung GmbH und der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft m.b.H. vom 16. Dezember 2013, auf Genehmigung des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2013 geführten Verfahren ergeht gemäß § 64 Gaswirtschaftsgesetz 2011

(GWG 2011), BGBl 107/2011 idF BGBl I Nr. 174/2013, iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control Gesetz (E-ControlG), BGBl I Nr 110/2010 idF BGBl I Nr 174/2013, nachstehender

I. Spruch

Die Regulierungsbehörde genehmigt folgende in Kapitel 10 des koordinierten Netzentwicklungsplans 2013 (Planungszeitraum 2014-2023) eingereichten Projekte:

- BOG 2013/1 „Verlängerung des *Pressure Service Agreement* (PSA) zwischen BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL Süd zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems in Oberösterreich“
- GCA 2013/2 „PentaWest Ausbaustufe I“
- GCA 2013/3 „PentaWest Ausbaustufe II“

Der koordinierte Netzentwicklungsplan bildet als Beilage ./1 einen integrierten Bestandteil dieses Bescheides.

I.1. Rechtliche Grundlagen

Der Marktgebietsmanager ist gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 iVm § 63 Abs. 1 GWG 2011 verpflichtet, jährlich in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern nach Konsultation aller einschlägigen Interessenträger einen zehnjährigen koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß § 63 GWG 2011 zu erstellen. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Marktgebietsmanager den Netzentwicklungsplan mit allen relevanten Marktteilnehmern zu konsultieren und veröffentlicht das Ergebnis der Konsultationen. Die Fernleitungsunternehmen haben jährlich einen Netzentwicklungsplan zu erstellen und an der Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplans mitzuwirken (§ 62 Abs. 1 Z 20 GWG 2011).

Die Fernleitungsnetzbetreiber in einem Marktgebiet legen der Regulierungsbehörde den koordinierten Netzentwicklungsplan gemeinsam zur Genehmigung vor, der Marktgebietsmanager hat im Genehmigungsverfahren Parteistellung (§ 62 Abs. 1 Z 20 iVm § 63 Abs. 2 GWG 2011).

Voraussetzung für die Genehmigung ist gemäß § 64 Abs. 1 GWG 2011 der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen durch die Fernleitungsnetzbetreiber. Die Genehmigung kann unter Vorschreibung von Auflagen und Bedingungen erteilt werden, soweit diese zur Erfüllung der Zielsetzungen dieses Gesetzes erforderlich sind.

Vor Erlassung des Genehmigungsbescheids hat die Regulierungsbehörde nach § 64 Abs. 2 GWG 2011 Konsultationen zum Netzentwicklungsplan mit den Interessenvertretungen der Netzbenutzer durchzuführen. Sie hat das Ergebnis der Konsultationen zu veröffentlichen und insbesondere auf etwaigen Investitionsbedarf zu verweisen. Gemäß § 64 Abs. 3 GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde insbesondere zu prüfen, ob der Netzentwicklungsplan den gesamten im Zuge der Konsultationen ermittelten Investitionsbedarf erfasst und ob die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art 8 Abs. 3 lit b der Verordnung 2009/715/EG gewahrt ist. Bestehen Zweifel an der Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, so hat die Regulierungsbehörde die Agentur zu konsultieren.

In materieller Hinsicht erfüllt der Netzentwicklungsplan gemäß § 63 Abs. 3 GWG 2011 einen dreifachen Zweck, nämlich die Information der Marktteilnehmern über die Errichtung und den Ausbau wichtiger Infrastrukturen in den nächsten zehn Jahren, die Auflistung aller bereits beschlossenen Investitionen und solcher Investitionen, die in den nächsten zehn Jahren durchgeführt werden müssen, sowie die Vorgabe eines Zeitplans für alle Investitionsprojekte. Damit soll die Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur), die Deckung der Transporterfordernisse und die Erfüllung der Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) 994/2010 (§ 63 Abs. 4 GWG 2011) gewährleistet werden.

Dem Netzentwicklungsplan sind gemäß § 63 Abs. 5 GWG 2011 angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Gasaustauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale Netze gemäß Art 12 Abs. 1 der Verordnung 715/2009/EG und für gemeinschaftsweite Netze gemäß Art 8 Abs. 3 lit b der Verordnung 715/2009/EG sowie der Investitionspläne für Speicheranlagen und LNG-Wiederverdampfungsanlagen zugrunde zu legen. Der Netzentwicklungsplan hat wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Kapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) zu enthalten.

Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan und der langfristigen Planung zu berücksichtigen (§ 63 Abs. 6 GWG 2011).

Diese haben umgekehrt dem Marktgebietsmanager bzw. dem Fernleitungsnetzbetreiber auf deren schriftliches Verlangen die für die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Daten, insbesondere Grundlagendaten, Messwerte und technische, ökonomische sowie sonstige Projektunterlagen zu geplanten Leitungsanlagen und Speicheranlagen, die errichtet, erweitert, geändert oder betrieben werden sollen, innerhalb angemessener Frist zur Verfügung zu stellen, sofern diese Auswirkungen auf die Leitungskapazitäten des

Fernleitungsnetzes haben. Der Marktgebietsmanager bzw. der Fernleitungsnetzbetreiber kann unabhängig davon zusätzlich andere Daten heranziehen, die für den Netzentwicklungsplan zweckmäßig sind (§ 63 Abs. 7 GWG 2011).

In der Begründung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans, insbesondere bei konkurrierenden Vorhaben zur Errichtung, Erweiterung, Änderung oder dem Betrieb von Leitungsanlagen, sind die technischen und wirtschaftlichen Gründe für die Befürwortung oder Ablehnung einzelner Vorhaben darzustellen und auf Aufforderung der Behörde die Dokumentation der Entscheidung vorzulegen (§ 63 Abs. 8 GWG 2011).

Rechtsfolgenseitig normiert § 64 Abs. 4 GWG 2011, dass die mit der Umsetzung von im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Maßnahmen verbundenen angemessenen Kosten, bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte anzuerkennen sind. Gemäß Art 64 Abs. 5 GWG 2011 kann die Regulierungsbehörde vom Fernleitungsnetzbetreiber zu jedem Zeitpunkt die Änderung seines bereits vorgelegten und noch nicht genehmigten Netzentwicklungsplans verlangen. Anträge auf Änderung des zuletzt genehmigten Netzentwicklungsplans sind zulässig, sofern wesentliche Änderungen der Planungsgrundlagen eine neue Beurteilung notwendig machen.

Gemäß § 7 Abs. 1 E-ControlG ist zur Genehmigung des koordinierten Netzentwicklungsplans der Vorstand zuständig.

I.2. Verfahrensverlauf

Im Zeitraum von 22. Februar 2013 bis 14. März 2013 haben die drei operativen Fernleitungsnetzbetreiber (in der Folge: FNB) des Marktgebietes Ost, Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H (in der Folge: BOG), Trans Austria Gasleitung GmbH (in der Folge: TAG) und Gas Connect Austria GmbH (in der Folge: GCA) eine Kapazitätsdatenerhebung durchgeführt. Die Kapazitätsdatenerhebung wurde an den aktuellen Kundenkreis der FNB versandt, sowie auf den jeweiligen Websites veröffentlicht. Die Marktteilnehmer hatten die Möglichkeit Ihre Kapazitätsbedarfe pro Kalenderjahr im Planungszeitraum 2014 – 2023 anzugeben. Da die Kapazitätsdatenerhebung aus projekterminlichen Gründen vor der diesjährigen Jahresauktion (6. Mai 2013) stattgefunden hatte, wurde die im Zuge der Jahresauktion kontrahierte Kapazität nicht in die Datenbasis aufgenommen. Aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebungen hat der Marktgebietsmanager (in der Folge: MGM) in Zusammenarbeit mit den FNB und unter der Mitarbeit des Verteilergebietsmanagers Austrian Grid Management GmbH (in der Folge: VGM) Flussszenarien erstellt und diese am 22. April 2013 gesammelt an die FNB zur weiteren Analyse in den Netzentwicklungsplänen übermittelt. Die jeweiligen Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebung bilden zusammen mit den definierten Flussszenarien die Basis für die Netzentwicklungspläne der FNB, die bis 12. Juni 2013 an den MGM übermittelt wurden. Der MGM hat die übermittelten Netzentwicklungspläne in der Konsultationsversion des KNEP 2014 – 2023 zusammengeführt. Diese wurde von 01. Juli 2013 – 15. Juli 2013 zur Konsultation auf der Website des MGM zur Verfügung gestellt.

Die eingelangte Stellungnahme der E.ON Gas Storage GmbH veröffentlichte die GCA als Marktgebietsmanager auf ihrer Homepage, die vertrauliche Stellungnahme der WINGAS GmbH wurde der Behörde gesondert übermittelt.

Am 22. Juli 2013 fand mit den Marktteilnehmern eine „Stakeholder Joint Working Session“ unter Teilnahme von Vertretern der E-Control statt. Darüber hinaus fand am 29. Juli 2013 eine Besprechung zwischen GCA und E-Control zur Abstimmung und Aufnahme von Anmerkungen in den KNEP statt. Die überarbeitete Fassung des KNEP wurde den Fernleitungsunternehmen für die Einreichung zur Konsultation zur Verfügung gestellt.

Am 30.9.2013 übermittelte die GCA, TGL, TAG und BOG die Konsultationsversion des KNEP 2014 – 2023 an die Behörde. Mit Schreiben vom 18. Oktober 2013 forderte die E-Control die FNB auf die eingereichte Fassung in konkreten Punkten zu überarbeiten und bis 25. Oktober eine überarbeitete Fassung für die Konsultation gem. § 64 Abs. 2 GWG 2011 vorzulegen. Der GCA wurde die Frist antragsgemäß bis zum 31. Oktober 2013 erstreckt. BOG, TAG, TGL und GCA übermittelten eine Konsultationsversion des KNEP 2014 - 2023, die GCA auf Aufforderung der E-Control nochmals in konkreten Punkten überarbeitete und am 7. November erneut der Behörde übermittelte.

Eine um Geschäftsgeheimnisse bereinigte Konsultationsversion des KNEP wurde per E-mail von der Behörde von 8. bis 22. November 2012 zur Konsultation mit den wesentlichen Marktteilnehmern gestellt. Über die Homepage der E-Control, wo die Konsultationsfassung des KNEP hochgeladen war, waren auch andere Marktteilnehmer zur Stellungnahme eingeladen.

Die Konsultationsversion des KNEP führt aus, dass derzeit in Österreich für ein Leitungsprojekt (G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten) eine finale Investitionsentscheidung getroffen worden sei. Ein Projekt der Gas Connect Austria GmbH/Net4Gas (Bidirectional Austrian- Czech Interconnection) befände sich in der Entwicklungsphase. Für die Projekte der TGL GmbH und Net4Gas s.r.o.(Connection to Oberkappel) gäbe es jeweils noch keine finale Investitionsentscheidung. Als in Zusammenhang mit dem österreichischen Marktgebiet stehend, führt die Antragstellerin weitere Projekte (Nabucco Gas Pipeline Project – Nabucco West, South Stream Pipeline Project, Monaco Leitung) an.

Neu eingereicht wurde das geändertes Projekt „G00.040 reverse Flow Baumgarten“ sowie drei neue Projekte, zum einen die Verlängerung des „Pressure Service Agreements“ zwischen BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL Süd zur Beseitigung des Druckproblems im Verteilernetz Oberösterreich sowie zum anderen die „Penta West Ausbaustufen“ I und II des Projektträgers GCA, welche die Abdeckung des gesamten zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarfs am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern gewährleisten und damit die Anbindung der Speicher an den virtuellen Handlungspunkt stärken sollten.

Die österreichischen FNB haben im Zuge der Erstellung des jeweiligen Netzentwicklungsplans eine Marktbefragung an den Ein- und Ausspeisepunkten durchgeführt. Nach Gegenüberstellung der Bedarfserhebung an den Ein- und Ausspeisepunkten mit der korrespondierenden technischen und freien Leitungskapazität, seien potentielle Engpässe an den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern SUDAL und ABG, 7Fields und temporär am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár ermittelt. Die Marktbefragung von BOG und TAG habe keine potentiellen Engpässe signalisiert. Die Tauerngasleitung GmbH habe mit der Markterhebung 5GL (Zeitraum August bis Oktober 2011, veröffentlicht auf der Homepage der Tauerngasleitung GmbH) einen zusätzlichen Kapazitätsbedarf entlang einer Nord-Süd-Achse ab 2017 ermittelt und somit die Sinnhaftigkeit der Tauerngasleitung dargestellt. Die behördlichen Genehmigungsverfahren seien eingeleitet worden.

Aus der Analyse des Netzentwicklungsplans der BOG gehe hervor, dass sich die Kapazitätssituation am Grenzkopplungspunkt Oberkappel signifikant entspannt hat. Dies sei auf Ausbaumaßnahmen auf deutscher und österreichischer Seite (WAG Expansion 3) als auch durch eine seit Beginn 2013 zu beobachtende Umkehr des Gasflusses (Ost-West) zurückzuführen. Außerdem habe sich die Drucksituation im Inland (Raum Oberösterreich) durch die Inbetriebnahme der WAG Expansion 3 und durch die auf das Entry/Exit System

zurückzuführende erhöhte Flexibilität, signifikant entspannt. Des Weiteren werden durch die Einführung des „Use It Or Lose It“ (UIOLI) zusätzliche kurzfristige frei zuordenbare Kapazitäten am Grenzkopplungspunkt Oberkappel angeboten, die nicht ausgebucht seien. Die Versorgung des Inlands sowie der Speicher sei somit gewährleistet.

Die Analyse des Netzentwicklungsplans der GCA hinsichtlich der technischen Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit des Angebots der zusätzlich angefragten Kapazitäten habe ergeben, dass der eingemeldete Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausseispunkt Überackern zusätzlicher Investitionen im Fernleitungssystem der GCA bedarf. Die Ausbauschwelle für die Realisierung des Projekts wird erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen entsprechend der CAM Logik bzw. die dem Punkt Speicher 7Fields zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen durch das Speicherunternehmen gedeckt werden. Die definierten Ausbauschwellen seien unter der Bedingung festgesetzt worden, dass sich die jeweils geschaffene zusätzliche Kapazität in verbindlicher Nachfrage manifestiert. Da in den Kapazitätsdatenerhebungen von BOG und TAG sowie im Verteilergebiet kein korrespondierender Kapazitätsbedarf gemeldet worden sei, sei beim zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf von Substitutionskapazität auszugehen. Außerdem zeichne sich ein derartiger Mehrbedarf an Transportkapazität ab 2014 aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 in Deutschland nicht ab.

Die Analyse des Netzentwicklungsplans der TAG ergebe, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf mit dem bestehenden Leitungssystem gedeckt werden kann und demnach kein Ausbaubedarf besteht.

Zudem würden sowohl der TYNDP 2012 in seinen Auswertungen der definierten Engpassszenarien mit >20 % und das N-1 Szenario von 233%, welches vom VGM und MGM erstellt wurde, eine überdurchschnittliche Flexibilität für den österreichischen Gasmarkt bestätigen als auch die Analyse, dass die zusätzlich angefragten Kapazitäten mit der bestehenden Infrastruktur gedeckt werden können.

Die RAG Energy Storage GmbH, WINGAS GmbH, E.ON Gas Storage GmbH (EGS), bayernnets GmbH, Bundesarbeiterkammer, Landwirtschaftskammer Österreich, Arge Kompost und Biogas, Verbund AG sowie der Österreichische Gewerkschaftsbund erstatteten Stellungnahmen zum Konsultationsentwurf, ENI S.p.A. erstattete eine vertrauliche Stellungnahme.

RAG Energy Storage GmbH kritisiert, dass zusätzlicher Kapazitätsbedarf iHv [REDACTED] im KNEP keine Berücksichtigung gefunden habe. Auch der von WINGAS angemeldete Kapazitätsbedarf finde erst mit dem Projekt „Penta West Ausbaustufe II“ Berücksichtigung, während ohne ersichtliche Begründung im KNEP mit dem Projekt „Penta West Ausbaustufe I“ der Kapazitätsbedarf des Speichers 7Fields vorrangig vor den zusätzlichen Kapazitätsbedarfen am Einspeisepunkt SUDAL/ABG berücksichtigt werde.

EGS begrüßt die Einreichung der Projekte auf der Penta West, die Projektblätter sähen entsprechend dem Regulierungsrahmen eine langfristige Buchung von Kapazitäten am Speicherpunkt Überackern zwingend vor, ließen allerdings offen, welche Bedingungen für alle übrigen Transportkunden im Zuge einer Auktion der Kapazitäten erfüllt sein müssen, um eine Investitionsentscheidung auszulösen.

Verbund AG rügt die Nichtberücksichtigung internationaler Leitungsprojekte in Rahmen einer Szenarienbetrachtung im KNEP.

Bayernnets GmbH gibt in ihrer Stellungnahme zu bedenken, dass sich durch eine weitere Verdichteranlage beim Netzknoten Burghausen/Überackern die Anforderungen an die Netzsteuerung und den Netzbetrieb deutlich erhöhen würden, was zu negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und den Gasaustausch zwischen Deutschland und Österreich führen könnte. Alternativ wäre seitens GCA eine Anpassung der Fahrwege der Verdichterstation Haiming zur Erreichung des gewünschten Druckniveaus zu überprüfen, an der bereits 2014/2015 Umbaumaßnahmen geplant seien.

ÖGB kritisiert die mangelnde Darstellung der wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten im KNEP, die Bundesarbeiterkammer ersucht bei Festlegung der Systemnutzungsentgelte verstärkt auf eine sozial verträgliche Verteilung zu achten.

Die Landwirtschaftskammer Österreich rügt in ihrer Stellungnahme die Vorgehensweise bei der Zuerkennung des öffentlichen Interesses. Zum einen sei unklar, für welche Projekte (neu eingereichte oder geänderte) die Zuerkennung des öffentlichen Interesses beantragt werde. Insbesondere für Projekt „BOG 2013/1 – Pressure Service Agreement“ sei das öffentliche Interesse völlig unzureichend begründet und nicht zuzuerkennen. Weiters seien nach Ansicht der Landwirtschaftskammer bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz neue gesetzliche Regeln zur Entschädigungsabgeltung zu entwickeln. Bei Fernleitungsprojekten sollten die Entschädigung von betroffenen Grundeigentümern nicht nur nach dem Prinzip des vermögensrechtlichen Nachteils erfolgen, sondern auch ein Renditemodell unter Berücksichtigung von Verwendung und Nutzen der Leitung zum Einsatz kommen.

Mit Mail vom 29. November 2013 forderte die Behörde die FNB auf sich bis zum 13. Dezember 2013 zu den dargelegten wesentlichen Bedenken zu äußern, insbesondere zu den Bedenken der Rag Energy Storage GmbH, Wingas GmbH und bayernnets GmbH und weitere näher beschriebene Änderungen für die Einreichfassung vorzunehmen.

Die GCA, BOG und TAG reichten mit Schreiben vom 13. Dezember 2013 eine überarbeitete Fassung des KNEP zur Genehmigung ein. Nach telefonischer Abstimmung forderte die Behörde mit E-mail vom 13. Dezember 2013 TAG GmbH auf, weitere Adaptionen

vorzunehmen und einen entsprechenden geänderten Genehmigungsantrag am 16. Dezember 2013 einzureichen.

Mit E-mail vom 16. Dezember 2013 reichten die GCA, BOG, TAG und TGL eine überarbeitete Fassung des KNEP ein.

I.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung

Folgender Sachverhalt steht auf Grund des mündlichen und schriftlichen Vorbringens der Antragstellerinnen sowie amtsbekannter Tatsachen fest:

Mit Bescheid vom 30. April 2012 wurde Gas Connect Austria GmbH befristet bis zum 30. Juni 2014 als Marktgebietsmanager des Marktgebiets Ost benannt.

Fernleitungen des Marktgebiets Ost sind die Trans-Austria-Gasleitung (TAG), die West-Austria-Gasleitung (WAG), das Primärverteilungssystem 1 (PVS 1), die Hungaria-Austria-Leitung (HAG), die Süd-Ost-Leitung (SOL), die Penta West (PW), die Kittsee-Petzalka-Gasleitung (KIP). Fernleitungsnetzbetreiber sind die TAG GmbH, die BOG GmbH (WAG), die GCA (PVS 1, HAG, SOL, PW, KIP) sowie die TGL GmbH, der aufgrund des geplanten Baus einer Fernleitung mit Bescheid der E-Control vom 23. Februar 2011 die Genehmigung zur Ausübung der Tätigkeit des Fernleitungsnetzbetreibers erteilt wurde. Keine Fernleitungen sind die geplanten Leitungsprojekte Nabucco und South Stream sowie das Projekt Bidirectional Austrian- Czech Interconnection, deren künftige Betreiber noch nicht als Fernleitungsnetzbetreiber benannt sind.

I.4. Rechtliche Beurteilung

Die einzelnen Fernleitungsunternehmen sind gemäß § 62 Abs. 1 Z 20 GWG 2011 verpflichtet Netzentwicklungspläne zu erstellen. Der Marktgebietsmanager erstellte gemäß den Vorgaben des § 63 GWG 2011 nach Abhalten einer Planungskonferenz, dem die Netzentwicklungspläne der einzelnen Fernleitungsunternehmen zu Grunde gelegt wurden, sowie eines Konsultationsprozesses, der wie unter Punkt II.2. dargestellt den gesetzlichen Anforderungen entspricht, einen koordinierten Netzentwicklungsplan mit einem zehnjährigen Planungszeitraum von 2014 bis 2023, in dem er beschlossene Investitionen aufgelistet und neue Investitionen bestimmt hat, die in den nächsten zehn Jahren durchgeführt werden müssen (§ 63 Abs. 4 Z 2 GWG 2011). Im Zuge der Erstellung der Netzentwicklungspläne haben die FNB eine Markterhebung zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs durchgeführt, die sie ihrem Netzausbauplan zu Grunde gelegt haben. In seinem Aufbau gibt der KNEP im Wesentlichen die Netzentwicklungspläne der einzelnen Fernleitungsunternehmen wieder.

Neu zur Genehmigung eingereicht wurde das geänderte Projekt „G00.040 reverse Flow Baumgarten“ sowie drei neue Projekte, zum einen die Verlängerung des „Pressure Service

Agreements“ zwischen BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL Süd zur Beseitigung des Druckproblems im Verteilernetz Oberösterreich sowie zum anderen die „Penta West Ausbaustufen“ I und II des Projektträgers GCA, welche die Abdeckung des gesamten zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarfs am Ein-/Ausspisepunkt Überackern gewährleisten und damit die Anbindung der Speicher an den virtuellen Handlungspunkt stärken sollten. Alle Investitionsprojekte enthalten gem. § 63 Abs. 4 Z 3 GWG 2011 einen Zeitplan für ihre Durchführung.

In den Projektbeschreibungen werden gemäß § 63 Abs. 8 GWG 2011 die technischen und wirtschaftlichen Gründe der einzelnen Vorhaben dargestellt. Die mit der Umsetzung von Maßnahmen aus dem genehmigten koordinierten Netzentwicklungsplan verbundenen angemessenen Kosten sind gemäß § 64 Abs. 4 GWG 2011 bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte zu berücksichtigen, allerdings erfolgt eine Aktualisierung ex post auf der Basis von tatsächlich angefallenen Anschaffungskosten. Auch für diese Investitionen gelten die Grundsätze der Kostenwahrheit sowie Angemessenheit dem Grunde und der Höhe nach.

Zur Genehmigung als geändertes Projekt wird das im KNEP 2012 genehmigte Projekt „G.00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten“ (Projektträger GCA) eingereicht. An der Beurteilung des Projekts hat sich aufgrund der im KNEP 2014 – 2023 vorgesehenen Änderungen in Bezug auf das Fertigstellungsdatum (Verzögerung um ca ein halbes Jahr), die näheren Ausführungen der technischen Daten und der Reduktion der Investitionsschätzkosten auf [REDACTED] im Vergleich zum KNEP 2012 nichts geändert.

Neu eingereicht wurden im Rahmen des KNEP 2014 – 2023 drei Projekte:

Wie bereits im Vorjahr wird auch heuer zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems in Oberösterreich die Verlängerung des „Pressure Service Agreement“ zwischen BOG und den Betreibern der MEGAL Süd für ein Jahr beantragt, demnach sich die Betreiber der MEGAL bereit erklären, am Einspisepunkt Oberkappel auf Anfrage Drücke jenseits der für den Transport im WAG-System notwendigen, vertraglich vereinbarten 50 barg, auf unterbrechbarer Basis durch Einsatz der deutschen Kompressorstation Wildenranna im MEGAL System zur Verfügung zu stellen.

Im Gegensatz zu der dem KNEP 2012 zu Grunde liegenden angespannten Kapazitätssituation am Einspisepunkt Oberkappel, hat sich die Lage gegenwärtig deutlich entspannt. Im Vorjahr beruhte - aufgrund der Nachfrage nach günstigem Gas auf Deutschland - der vermeintlicher Kapazitätsbedarf am Einspisepunkt Oberkappel ursächlich auf einem physischen Engpass auf deutscher Seite am Einspisepunkt Oberkappel (MEGAL-WAG), der genau genommen eine Druck-Mengen-Einschränkung aus der MEGAL war. Diese Druck-Mengen-Einschränkung ergab sich aus dem Umstand, dass – bei Flussrichtung West-Ost - das der WAG nachgelagerte Verteilernetz mit den hydraulischen Druckbedingungen am Abzweigpunkt Bad Leonfelden nicht bzw. nur eingeschränkt

kompatibel ist. Weiters waren die Druckbedingungen des Verteilernetzes und die Fahrweise des WAG Systems bei Flussrichtung West-Ost nicht hinreichend aufeinander abgestimmt.

Der im Vorjahr festgestellte Kapazitätsengpass tritt aufgrund einer Erhöhung der Kapazitäten im WAG und MEGAL System sowie dem vermehrten Transport von Gas in Richtung Deutschland seit 1.1.2013 nicht mehr auf. Musste in der Vergangenheit aus Deutschland importiertes, für den Inlandsverbrauch bzw. zur Einspeicherung in Untergrundspeichern vorgesehenes Gas auf Grund von Punkt-zu-Punkt-Verträgen – unter Zuhilfenahme des „Pressure Service Agreement“ mit den Betreibern der MEGAL – an den Abzweigepunkten Bad Leonfelden bzw. Rainbach aus der WAG entnommen werden, so besteht für den Verteilergebietsmanager / die Verteilnetzbetreiber seit Einführung des Entry – Exit Systems die Möglichkeit, Gas an Abzweigepunkten mit besseren hydraulischen Bedingungen zu entnehmen. Somit ist auch eine deutliche Reduktion der Nutzung des „Pressure Service Agreement“ mit den Betreibern der MEGAL zu erwarten. Wie aus der gemeinsam von AGGM und BOG durchgeführten Pre-Feasibility-Study hervorgeht, ist die Versorgung von Endkunden mit der vorhandenen Infrastruktur sichergestellt. Auch die Befüllung der Speicher kann aller Voraussicht nach in einem befriedigendem Ausmaß gewährleistet werden. Des Weiteren werden durch die Use It Or Lose It (UIOLI) Einführung zusätzliche kurzfristige fest zuordenbare Kapazitäten am IP Oberkappel angeboten, die nicht ausgebucht sind.

Da jedoch die durch die Inbetriebnahme von Haidach/7Fields zu erwartenden Änderungen im Gasflussschema und daraus resultierende zusätzliche Kapazitätsbedarfe nur sehr schwer zu prognostizieren sind, wird die Entwicklung rund um die oberösterreichischen Speicher in den nächsten zwei bis drei Jahren beobachtet. Nach einer eingehenden Analyse des Beobachtungszeitraums werden weitere Maßnahmen evaluiert. In Anbetracht dieser Entwicklung kann vorerst von der Durchführung einer Feasibility Study, wie sie der Genehmigungsbescheid KNEP G 1/12 vom 11.1.2013 vorgesehen war bzw auf die folgende Einreichung eines Projekts zur langfristigen Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich verzichtet werden.

Zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems in Oberösterreich ist daher das „Pressure Service Agreement“ ausreichend, die Kosten der Verlängerung wurden im Kostenbescheid der BOG GmbH gem. § 82 GWG 2011 festgesetzt und anerkannt. Auf Aufforderung der Behörde wurde von der Beantragung des öffentlichen Interesses für dieses Projekt abgesehen und damit auch der Forderung der Landwirtschaftskammer Österreich inhaltlich Folge geleistet.

Ein weiterer Engpass wurde aufgrund der im Zuge der Marktbefragung gemeldeten Kapazitätsbedarfe an den Ein- und Ausspeisepunkten ABG/SUDAL und dem Speicherpunkt 7Fields ermittelt. Die zwei neu eingereichten Projekte des Projektträgers GCA „Penta West Ausbaustufe I“ und „Penta West Ausbaustufe II“ sollen die Befriedigung der Kapazitätsnachfragen, insbesondere des Speicherunternehmens 7Fields, dienen. Da 7Fields, Überackern SUDAL und Überackern ABG konkurrierende Punkte darstellen, ist die

anwendbare technische Kapazität an allen Ein- bzw. Ausspeisepunkten ident, weshalb die getrennte Betrachtung dieser Punkte nicht sinnvoll ist. Insofern schließt sich die Behörde unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeit gem. § 63 Abs. 6 GWG 2011 der durch GCA getroffenen Wahl des Szenario 2, das alle diese Punkte berücksichtigt, gegenüber Szenario 1, das ausschließlich auf den Speicherpunkt 7Fields Bezug nimmt, an.

Die Ausbauschwelle für die Realisierung der Projekte wird erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen entsprechend der CAM Logik bzw. die dem Punkt Speicher 7Fields zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen durch das Speicherunternehmen gedeckt werden. EGS kritisiert in ihrer Stellungnahme, dass eine langfristige Buchung von Kapazitäten am Speicherpunkt Überackern zwar zwingend vorgesehen sei, allerdings offen bleibe, welche Bedingungen für alle übrigen Transportkunden im Zuge einer Auktion der Kapazitäten erfüllt sein müssten, um eine Investitionsentscheidung auszulösen. Wie dargestellt, wird die Ausbauschwelle für die Realisierung des Projekts erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen entsprechend der CAM Logik bzw. die dem Punkt Speicher 7Fields zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen durch das Speicherunternehmen gedeckt werden. Die der konkreten Ausbauschwelle zu Grunde liegenden Einflussgrößen sind vor der Abgabe verbindlicher Buchungen entsprechend der CAM Logik den Transportkunden derzeit nicht bekannt. An einer entsprechenden Verbesserung der Situation wird im Zuge der Änderung des CAM Network Code gearbeitet.

Außerdem zeichnet sich ein derartiger Mehrbedarf an Transportkapazität ab 2014 aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 in Deutschland nicht ab. Die Kapazitätssituation an den beschriebenen Engpässen wird laufend beobachtet, analysiert und ausgewertet, um notwendige Maßnahmen zu initialisieren. Durch die Einreichung der Projekte Penta West Ausbaustufe I und II wird der Vorgabe des § 63 Abs. 5 GWG 2011 inhaltlich wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Kapazität vorzusehen Rechnung getragen und erfüllt damit die Auflage in Spruchpunkt 3 des Bescheides, KNEP G 1/12 vom 11.1.2013, ein Projekt mit definierten Ausbauswellen einzureichen, das die Kapazitätsanfragen für die Speicher 7Fields und Haidach berücksichtigt.

Zur Stellungnahme der bayernnets GmbH führt GCA nachvollziehbar aus, dass zum Bewertungszeitpunkt der Szenarien der Druck von 64 bar(a) am Einspeisepunkt Überackern vom vorgelagerten Netzbetreiber nicht auf fester Basis zugesagt wurde und daher seien die notwendigen Maßnahmen zur Erfüllung der angemeldeten Bedarfe auf österreichischer Seite untersucht worden. Angesichts der neuen Darstellung der bayernnets GmbH wird die GCA jedoch eingeladen, im Rahmen der Erarbeitung des nächsten KNEP, diese Variante in den Planungen entsprechend zu verfolgen und zu berücksichtigen.

Mit Auflage in Spruchpunkt 4 des Bescheides, KNEP G 1/12 vom 11.1.2013 wurde die Antragstellerin verpflichtet alle Kapazitätsbedarfe, insbesondere auch hinsichtlich „Wheeling-Kapazitäten“ und Netzkopplungspunkten sowie Netzanschlusspunkten, die keine maßgeblichen Punkte gem. § 39 Abs. 2 GWG 2011 sind, bei der Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplans zu berücksichtigen. Dieser Vorgabe wird insofern Rechnung getragen, als die in zur Genehmigung eingereichten Ausbauprojekte auch das Angebot der dieser, derzeit als unterbrechbar angebotenen Kapazitäten begünstigen, da mit dem möglichen Ausbau der Kapazität in Überackern auch die Transportqualität der „Wheeling-Kapazitäten“ verbessert wird. Dem Vorbringen der WINGAS GmbH, dass mit dem Projekt „Penta West Ausbaustufe I“ ohne ersichtliche Begründung der Kapazitätsbedarf des Speichers 7Fields vorrangig vor den zusätzlichen Kapazitätsbedarfen am Einspeisepunkt SUDAL/ABG berücksichtigt werden, kann nicht gefolgt werden, da dieser Bedarf in den Szenariobetrachtungen integriert wurde und eine Rangordnung nicht abgeleitet werden kann. Dem weiteren Vorbringen der WINGAS GmbH, dass ihre Bedarfe im Rahmen des KNEP nicht korrekt ausgewiesen worden seien, hält GCA nachvollziehbar entgegen, dass die angemeldeten Kapazitätsbedarfe bandförmig im Hinblick auf mögliche Investitionspotenziale auf Jahresbasis dargestellt werden, da nur dann eine fundierte Investitionsanalyse möglich ist.

Zu dem ebenfalls wie bereits im Rahmen des KNEP 2012 identifizierten Engpass am Grenzübergabepunkt Mosonmagyaróvár bringt die GCA auch im diesjährigen KNEP vor, dass sich aus den angemeldeten Bedarfen lediglich ein kurzfristiger Engpass ergebe, aus dem sich gemäß der Analyse der Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit kein Ausbaubedarf ableite. In diesem Punkt ist der GCA erneut zu folgen: Bereits der KNEP (S.25) legt dar, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf auf der HAG durch Verträge auf unterbrechbarere Basis mit einem konstanten historischen Erfüllungsgrad von 100 % gedeckt werden konnten. Aufgrund des zeitlich begrenzten Engpasses für die Jahre 2014 bis 2016 und der langen Vorlaufzeit von Investitionen ist ein Ausbau wirtschaftlich nicht gerechtfertigt.

Zu den weiteren im Rahmen der Begutachtung durch die Behörde eingelangten Stellungnahmen ist Folgendes auszuführen:

Der Stellungnahme der RAG Energy Storage, dass Kapazitätsbedarf iHv [REDACTED] nicht berücksichtigt worden sei, entgegnet GCA, dass alle Kapazitätsbedarfe, die außerhalb des Erhebungszeitraums übermittelt wurden, nicht mehr in die aktuelle Netzentwicklungsplanung aufgenommen werden konnten, im nächsten Erhebungszeitraum aber erneut die Möglichkeit besteht unverbindliche Kapazitätsbedarfe anzumelden.

Entgegen der Ansicht des ÖGB, ist die im KNEP enthaltene Darstellung der wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten ausreichend, um die Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der geplanten Investition gem. § 64 Abs. 1 GWG 2011 nachzuweisen. Es ist in diesem Zusammenhang erneut darauf hinzuweisen, dass die mit der Umsetzung von Maßnahmen aus dem genehmigten koordinierten Netzentwicklungsplan verbundenen angemessenen Kosten gemäß § 64 Abs. 4 GWG 2011 bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte zwar zu berücksichtigen sind, eine Aktualisierung allerdings ex post auf der Basis von tatsächlich angefallenen Anschaffungskosten erfolgt.

Weiters seien nach Ansicht der Landwirtschaftskammer bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz neue gesetzliche Regeln zur Entschädigungsabgeltung zu entwickeln. Bei Fernleitungsprojekten sollten die Entschädigung von betroffenen Grundeigentümern nicht nur nach dem Prinzip des vermögensrechtlichen Nachteils erfolgen, sondern auch ein Renditemodell unter Berücksichtigung von Verwendung und Nutzen der Leitung zum Einsatz kommen. Die Bundesarbeiterkammer ersucht bei Festlegung der Systemnutzungsentgelte verstärkt auf eine sozial verträgliche Verteilung zu achten. 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. Auch die Systemnutzungsentgelte werden nicht im Rahmen des gegenständlichen Genehmigungsverfahrens behandelt.

Zur Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan:

Der KNEP orientiert sich im Aufbau und am Szenariorahmen des TYNDP 2013 – 2022. Generell ist die Kohärenz zwischen beiden Planungsinstrumenten gegeben. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Angaben zu Entwicklung von Absatz und Aufbringung im TYNDP teilweise von jenen der LFP abweichen. E-Control, als zuständige Behörde für die Genehmigung von KNEP und LFP, genehmigt grundsätzlich nicht die Annahmen, die der Identifikation von notwendigen Investitionen zu Grunde liegen. Jedoch ist es aus Sicht der Behörde erforderlich, dass beide österreichischen Ausbaupläne die Planungsannahmen abstimmen. Der Marktgebietsmanager und der Verteilergebietsmanager werden daher aufgefordert, dies künftig sicherzustellen. Im Sinne gesteigerter Transparenz auch hinsichtlich der Projektkosten, werden die Antragsteller aufgefordert sich bei Beschreibung der ökonomischen Daten im KNEP künftig an der Darstellung der Kosten im TYNDP zu orientieren.

In Bezug auf die angeführten Projekte im TYNDP - mit bzw. ohne finale Investitionsentscheidung - ist grundsätzlich eine Kohärenz mit den im KNEP genannten Projekten gegeben. Zur Stellungnahme der Verbund AG, in der die Nichtberücksichtigung internationaler Leitungsprojekte (Nord.Stream, South Stream, TAP etc) in Rahmen einer Szenarienbetrachtung im KNEP gerügt wird, ist hier anzumerken, dass hinsichtlich einiger der angeführten Projekte der exakte Leitungsverlauf bzw die Ausgestaltung noch nicht

bekannt ist und daher eine über den aktuellen Stand hinausgehende Berücksichtigung nur bedingt möglich ist. Dennoch ist für den nächsten KNEP anzustreben, dass Einflüsse von geplanten oder in Umsetzung befindlichen europäischen Infrastrukturprojekten detailliert untersucht und allfällige Auswirkungen auf das österr. Leitungsnetz bewertet werden, um die Übereinstimmung des KNEP mit den europäischen Planungsinstrumenten transparenter darstellen zu können.

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid ist kein Rechtsmittel zulässig. Der Bescheid kann innerhalb von sechs Wochen ab Zustellung bei den Gerichtshöfen des Öffentlichen Rechts (Verwaltungsgerichtshof und Verfassungsgerichtshof) angefochten werden. Die Beschwerde ist mit der Unterschrift eines Rechtsanwaltes zu versehen und jeweils mit € 240 zu vergebühren.

Hinweis gem § 4 Abs 4 und § 5 Abs 6 VwGbk-ÜG:

Ist dieser Bescheid vor Ablauf des 31. Dezember 2013 erlassen worden, läuft die Beschwerdefrist mit Ende des 31. Dezember 2013 noch, und wurde gegen diesen Bescheid nicht bereits bis zum Ablauf des 31. Dezember 2013 Beschwerde beim Verfassungsgerichtshof oder Verwaltungsgerichtshof erhoben, so kann gegen ihn vom 1. Jänner bis zum Ablauf des 12. Februar 2014 Revision beim Verwaltungsgerichtshof oder Beschwerde beim Verfassungsgerichtshof erhoben werden. Diese gelten als rechtzeitig erhoben. Die Revision ist unmittelbar beim VwGH einzubringen.

Ist der Bescheid gegenüber mindestens einer beteiligten Partei, aber nicht gegenüber allen Parteien, denen gegenüber er zu erlassen war, erlassen worden, so kann von den Parteien, denen gegenüber dieser Bescheid nach Ablauf des 31. Dezember 2013 erlassen wird, innerhalb von sechs Wochen Beschwerde an Verfassungs- bzw Revision an den Verwaltungsgerichtshof erhoben werden und gelten als rechtzeitig erhoben.

Bei derartigen Bescheiden sind die Rechtsfolgen des § 2 Abs 1 VwGbk-ÜG mit der Maßgabe zu beachten, dass ein Rechtsmittel zu dem in § 2 Abs 3 VwGbk-ÜG maßgeblichen Zeitpunkt möglich ist.

IV. Gebühren

Es wird höflich ersucht, die Eingabengebühr von € 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz und die Beilagegebühr von € 21,80 gemäß § 14 TP 5 Abs 1 Gebührengesetz, insgesamt sohin **€ 36,10** auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria, Subbezeichnung: Gebührenkonto, Kontonummer PSK 90.022.201, BLZ 60.000 zu entrichten (§ 3 Abs 2 Gebührengesetz iVm GebG-VaIV 2011, BGBl II 191/2011).

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

Wien, am 18.12.2013

Der Vorstand

DI Walter Boltz
Vorstandsmitglied

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

Für die Richtigkeit der Ausfertigung:

Beilage: ./1 koordinierter Netzentwicklungsplan 2013 (Planungszeitraum 2014-2023)

Ergeht als Bescheid an:

Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H.
Geschäftsführung
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

per RSb

TAG Trans Austria Gasleitung GmbH
Geschäftsführung
Wiedner Hauptstrasse 120-124
1050 Wien

per RSb

Gas Connect Austria GmbH
Geschäftsführung
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

per Rsb

Tauerngasleitung GmbH
Geschäftsführung
Dr. Hans-Lechner-Straße 15
5071 Wals-Siezenheim

per RSb