E-CONTROL

V KNEP G 01/12 PA 104/13

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 vom 30. Oktober 2012, der Gas Connect Austria vom 31. Oktober 2012, der Trans Austria Gasleitung GmbH vom 8. November 2012 und der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft m.b.H. vom 8. November 2012, auf Genehmigung des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2012

geführten Verfahren ergeht gemäß § 64 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. 107/2011, iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control Gesetz (E-ControlG), BGBl I Nr 110/2010 idF BGBl I Nr 107/2011, nachstehender

I. Spruch

1. Die Regulierungsbehörde genehmigt folgende in Kapitel 6 des koordinierten Netzentwicklungsplans 2012 (Planungszeitraum 2013-2022) eingereichten Projekte:
   - „G.00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten"
   - „Verlängerung des *Pressure Service Agreement* (PSA) zwischen BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL Süd zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems in Oberösterreich"

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

2. Das Projekt „Pre Feasibility und Feasibility Study – Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich" wird unter der Auflage genehmigt, dass die Feasibility Study bis zum 30. September 2013 fertiggestellt wird und gleichzeitig ein Projekt mit definierten Ausbauschwellen samt einer technischen und wirtschaftlichen Machbarkeitsstudie zur langfristigen Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich und einer Begründung für die Variantenauswahl eingereicht wird.

3. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass bis zum 30. September 2013 ein Projekt mit definierten Ausbauschwellen eingereicht wird, das die Kapazitätsanfragen für die Speicher 7Fields und Haidach berücksichtigt.

4. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass künftig alle angemeldeten Kapazitätsbedarfe, insb. auch jene 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 sind.

II. Begründung

II.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.

II.2. Verfahrensverlauf

Nach vorangegangen Abstimmungsgesprächen mit dem Regelzonenführer Austrian Gas Grid Management (AGGM) forderte der Marktgebietsmanager die Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H (BOG GmbH), Gas Connect Austria GmbH (GCA), Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG), Tauerngasleitung GmbH (TGL), sowie Nabucco Gas Pipeline International GmbH und South Stream Austria GmbH schriftlich auf, ihre geplanten Ausbauprojekte im Zuge der Planungskonferenz der AGGM am 16. Mai 2012 vorzustellen. Gleichzeitig wurden die o.a. Unternehmen eingeladen, dem Marktgebietsmanager ihre Netzentwicklungspläne für den Zeitraum 2013 – 2022 spätestens bis zum Zeitpunkt der Planungskonferenz zu übermitteln. Der Konsultationsentwurf des koordinierten Netzentwicklungsplans 2013-2022 (KNEP) wurde am 23. Mai 2012 zur Konsultation auf der GCA Website im Bereich „Marktgebietsmanager" zur Verfügung gestellt. Am 6. Juni 2012 wurden die Stakeholder zu einer „Stakeholder Joint Working Session" eingeladen. Die überarbeitete Fassung des KNEP wurde den Fernleitungsunternehmen für die Einreichung zur Verfügung gestellt.

Die GCA, TGL GmbH und die TAG GmbH stellten mit Schreiben vom 11. bzw. 25. Juni 2012 Anträge auf Genehmigung des KNEP. Mit Schreiben vom 21. Juni 2012 forderte die E-Control den Marktgebietsmanager auf, die eingereichte Fassung in konkreten Punkten zu überarbeiten. Der Marktgebietsmanager reagierte mit Schreiben vom 29. Juni 2012 und legte die im - der Erstellung des KNEP vorangegangen - Konsultationsprozess eingelangten Stellungnahmen der Marktteilnehmer vor. Die eingelangten Stellungnahmen der AGGM, BOG GmbH, Röhöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG),TAG GmbH, VERBUND Trading AG und SOCAR Azerbaycan respublikasi Dövlet Neft Sirketi veröffentlichte die GCA als Marktgebietsmanager auf ihrer Homepage, die vertraulichen Stellungnahmen der E.ON Gas Storage GmbH und WINGAS GmbH wurden der Behörde gesondert übermittelt.

Nach Vorlage eines überarbeiteten KNEP am 31. Juli 2012 durch den Marktgebietsmanager lud die E-Control mit Schreiben vom 22. August 2012 alle Fernleitungsunternehmen sowie den Verteilergebietsmanager zu einer mündlichen Anhörung am 14. September 2012, in der offene Punkte bezüglich KNEP und Langfristiger Planung 2012 (LFP) erörtert wurden. Daraufhin legte der Marktgebietsmanager mit e-mail vom 28. September 2012 erneut eine überarbeitete Fassung des KNEP vor, an dem die E-Control mit e-mail vom 2. Oktober 2012 die Vornahme weiterer Änderungen einforderte. Einer erneuten Vorlage des überarbeiteten KNEP mit e-mail vom 22. Oktober 2012 folgten mit e-mail vom gleichen Tag weitere Änderungsanmerkungen seitens der Behörde. Am 23. Oktober 2012 übermittelte der Marktgebietsmanager den von ihm erstellten Entwurf des KNEP an die BOG GmbH, TGL und TAG GmbH zur Einreichung bei der Behörde.

In der Folge langten die Anträge der TGL GmbH vom 30. Oktober 2012, GCA vom 31. Oktober 2012, TAG GmbH und BOG GmbH vom 8. November 2012 auf Genehmigung des KNEP bei der Behörde ein.

Der eingereichte KNEP führt aus, dass derzeit in Österreich für ein Leitungsprojekt (WAG Expansion 3) und ein Speicherprojekt (7Fields) finale Investitionsentscheidungen getroffen worden seien. Zwei Projekte der Gas Connect Austria GmbH (Bidirectional Austrian- Czech Interconnection, G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten) befänden sich in der Entwicklungsphase. Für die Projekte der TGL GmbH und der Nabucco Gas Pipeline International GmbH und der South Stream Austria GmbH gäbe es jeweils noch keine finale Investitionsentscheidung. Zwei eingereichte Projekte dienen der Beseitigung des Druckproblems im Verteilernetz Oberösterreich, zum einen die Verlängerung des „Pressure Service Agreements" zwischen BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL Süd sowie die Pre-Feasibility und Feasibility Study zur langfristigen Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich.

GCA habe im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans eine explizite Marktbefragung zur Ermittlung eines zusätzlichen Kapazitätsbedarfs an den maßgeblichen Ein- und Ausspeisepunkten durchgeführt. Nach Gegenüberstellung der Bedarfserhebung an den durch Bescheid der E-Control genehmigten maßgeblichen Punkten mit der korrespondierenden technischen und freien Leitungskapazität, seien drei potentielle Engpässe ermittelt worden. Die TGL GmbH habe mit der Markterhebung 5GL (Zeitraum August bis Oktober 2011, veröffentlicht auf der Homepage der TGL GmbH) einen zusätzlichen Kapazitätsbedarf entlang einer Nord-Süd-Achse ab 2017 ermittelt und somit die Sinnhaftigkeit der Tauerngasleitung dargestellt. Die diesbezüglichen behördlichen Genehmigungsverfahren werden eingeleitet.

Die Analyse der Netzentwicklungspläne hinsichtlich der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit habe ergeben, dass die Marktbedürfnisse im Planungszeitraum mit den vorhandenen Kapazitäten und bereits geplanten Leitungsprojekten gedeckt werden könnten. Die LFP 2013 – 2022 habe ebenfalls an den Übergabepunkten zwischen dem Verteilergebiet und dem Fernleitungsnetz keine zusätzlichen Bedarfe identifiziert. Zudem bestätige der TYNDP 2011 in seinen Auswertungen der definierten Engpassszenarien Österreich die höchste Flexibilität mit >20 %.

Im Zuge der Koordinierung der Netzentwicklungspläne sei der Engpass Oberkappel an die AGGM kommuniziert worden und könne somit in die Analyse zukünftiger Pläne einfließen. Im nächsten KNEP werde besonders auf eine gemeinsame nationale Kapazitätsnachfrage und Angebotsanalyse Wert gelegt, um den österreichischen Beitrag zur Marktintegration und Versorgungssicherheit fundierter darstellen zu können.

Eine um Geschäftsgeheimnisse bereinigte Konsultationsversion des KNEP wurde per e-mail von der Behörde von 9. bis 23. November 2012 zur Konsultation mit den wesentlichen Marktteilnehmern gestellt. Über die Homepage der E-Control, wo die Konsultationsfassung des KNEP hochgeladen war und auf die in einer Fachpublikation hingewiesen wurde

(HEREN European Spot Gas Market vom 12.11.2012), waren auch andere Marktteilnehmer zur Stellungnahme eingeladen.

Die Röhöl-Aufsuchungsgesellschaft (RAG), WINGAS GmbH, ENI S.p.A., E.ON Gas Storage GmbH (EGS), Norske Skog Bruck GmbH, die Bundesarbeiterkammer, die Industriellenvereinigung sowie der Österreichische Gewerkschaftsbund erstatteten Stellungnahmen.

Inhaltlich wurden in mehreren Stellungnahmen (Norske Skog Bruck GmbH, WINGAS GmbH, RAG, Industriellenvereinigung) in Bezug auf die Pre-Feasibility und Feasibility Studie für das Projekt Oberkappel raschere Ergebnisse eingefordert.

EGS kritisiert die Behandlung der Kapazitätsanforderungen an dem Ein- und Ausspeisepunkt zu der Speicheranlage 7Fields an die Penta West Leitung im KNEP als ungenügend, da der angefragte Kapazitätsbedarf - im Widerspruch zu § 63 Abs 5 GWG 2011 - nicht in der Ausbauplanung berücksichtigt worden sei und keine umfangreiche wirtschaftliche Auseinandersetzung mit dem diesbezüglichen Ausbaubedarf stattgefunden habe.

Auch von der WINGAS GmbH angemeldeter Kapazitätsbedarf sei nicht berücksichtigt worden; der KNEP lege Engpässe an den physischen Einspeisepunkten Überackern/ ABG/SUDAL und 7Fields zwar dar, ein Ausbau werde jedoch als nicht wirtschaftlich abgetan.

ENI S.p.A. fordert einen Ausbau oder zumindest sorgfältiges Engpassmanagement des Grenzübergabepunktes Mosonmagyaróvár auf der Hungaria-Austria Gasleitung HAG.

Mit Schreiben vom 7. Dezember 2012 forderte die Behörde die Fernleitungsunternehmen auf sich unter Fristsetzung von zwei Wochen zu den dargelegten wesentlichen Bedenken zu äußern.

Die GCA nahm zu den Bedenken mit Schreiben vom 18. Dezember 2012 Stellung: Dem Vorbringen der EGS, der KNEP gehe auf angemeldeten Kapazitätsbedarf im Zusammenhang mit der Anbindung des Speichers 7Fields nicht ein, hält die GCA entgegen, dass die für die Abdeckung des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs an dem Ein/Ausspeisepunkt Überackern-7Fields notwendigen Investitionen nicht durch die Einnahmen aus den Systemnutzungsentgelten abgedeckt werden könnten. Der Transport zusätzlicher Kapazität lasse sich daher wirtschaftlich nicht darstellen, weshalb von einer Analyse eines technischen Leitungsausbaus der Penta West abgesehen worden sei.

Hinsichtlich der mangelnden Berücksichtigung von Kapazitätsbedarf der WINGAS GmbH führt die GCA aus, dass der Kapazitätsbedarf an den maßgeblichen Ein- und Ausspeisepunkten abgefragt und auch in voller hoher Höhe berücksichtigt worden sei; lediglich die explizit als „Wheeling-Kapazität" angemeldeten Kapazitätsbedarfe vom

Einspeisepunkt Überackern/ SUDAL zum Ausspeisepunkt Überackern/ABG seien nicht abgefragt und daher auch nicht berücksichtigt worden.

Zu dem behaupteten Engpass am Grenzübergabepunkt Mosonmagyaróvár bringt die GCA 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.

Die BOG GmbH führt in ihrer Stellungnahme von 18. Dezember 2013 zum Kapazitätsengpass in Oberösterreich aus, dass bislang keine Anfragen bezüglich zusätzlicher Kapazitäten auf der WAG eingelangt seien. Zum Zeitplan für die Pre-Feasibility bzw. Feasibility Study für das Projekt Oberkappel weist BOG GmbH darauf hin, dass im derzeitigen Stadium Angaben über die Dauer des Projekts unseriös seien.

II.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-Petrzalka-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.

II.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 2013 bis 2022, 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 hat

lediglich die GCA eine Markterhebung zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs durchgeführt, die sie ihrem Netzausbauplan zu Grunde gelegt hat. Da die Marktteilnehmer in Rahmen der Planungskonferenz die Gelegenheit hatten, Kapazitätsbedarfe zu äußern, akzeptiert die E-Control für die diesjährige, erstmalige Erstellung des KNEP diese Vorgehensweise. Für die Erstellung der künftigen Netzentwicklungspläne bzw. des koordinierten Netzentwicklungsplans wird es erforderlich sein, dass alle Fernleitungsunternehmen derartige Bedarfserhebungen durchführen und werden die von den Netzbetreibern zur Verfügung zu stellenden Daten der gemäß § 39 GWG 2011 einzurichtenden Online Plattform zur Zuweisung von Kapazitäten Aufschluss über den tatsächlichen Kapazitätsbedarf liefern. Nur so können dem koordinierten Netzentwicklungsplan in Entsprechung von § 63 Abs. 5 GWG 2011 angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Gasaustausches mit anderen Ländern sowie der Investitionspläne für Speicheranlagen und LNG-Wiederverdampfungsanlagen zugrunde gelegt werden und wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Kapazität ergriffen werden.

In seinem Aufbau gibt der KNEP im Wesentlichen die Netzentwicklungspläne der einzelnen Fernleitungsunternehmen wieder.

Zur Genehmigung reichten die Fernleitungsunternehmen die Projekte „G.00.040 Reverse Flow Baumgarten", die „Verlängerung des Pressure Service Agreement (PSA) zw. BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL Süd zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems in Oberösterreich" sowie die „Pre-Feasibility & Feasibility Study – Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich" ein. 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.

Das Projekt „G.00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten" (Projektträger GCA) dient der Erhöhung der Kapazität für den Zugang von im Verteilernetz angeschlossenen Speichern zum Fernleitungsnetz und ist daher positiv zu bewerten: Für die geplante Installation einer Fließrichtungsumkehr der Leitung G00.040 zwischen der Messstation (MS) Auersthal bis zur Übergabestation MS5 in Baumgarten sind ein Stationsumbau in Auerstahl, der in der Langfristigen Planung 2012 als Projekt 2012/3 beschrieben ist, sowie die Einrichtung des bidirektionalen Betriebs der Übergabestation Baumgarten notwendig. Die Notwendigkeit der Einrichtung eines „Reverse Flow" ergibt sich aus dem Bedarf die Anbindung der

Speicherkapazitäten an das Marktgebiet zu verbessern. Da die Errichtung des bidirektionalen Betriebs der Leitung G00.040 dem Fernleitungssystem zuzurechnen ist, wird dieses Projekt im Rahmen des KNEP eingereicht. Die Kosten des Projekts G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten iHv [redacted] Mio werden aufgrund der Unsicherheit in der ersten Planungsphase lediglich mit einer Genauigkeit von [redacted] angegeben, eine Bandbreite die in Anbetracht der angegebenen Begründung (fehlende technische Planungsparameter, Unsicherheiten im Bereich er Ausführung) gerade noch plausibel erscheint.

Die beiden anderen zur Genehmigung eingereichten Projekte sollen zur kurz- und langfristigen Beseitigung des Druckproblems in Oberösterreich beitragen:

Der Wunsch nach höherer Flexibilität im Fernleitungssystem für die Gasversorgung des inländischen Markts resultiert aus der Nachfrage nach günstigerem Gas aus Deutschland, wobei der vermeintliche Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Oberkappel ursächlich auf einem physischen Engpass auf deutscher Seite am Einspeisepunkt Oberkappel (MEGAL-WAG) beruht, der genau genommen eine Druck-Mengen-Einschränkung aus der MEGAL ist. Diese Druck-Mengen-Einschränkung ergibt sich aus dem Umstand, dass – bei Flussrichtung West-Ost - das der WAG nachgelagerte Verteilnetz mit den hydraulischen Druckbedingungen am Abzweigpunkt Bad Leonfelden nicht bzw. nur eingeschränkt kompatibel ist. Weiters sind die Druckbedingungen des Verteilernetzes und die Fahrweise des WAG Systems bei Flussrichtung West-Ost nicht hinreichend aufeinander abgestimmt.

Die BOG GmbH legt zwei Projekte zur kurz- bzw. mittel- bis langfristigen Lösung dieser Situation zur Genehmigung vor. Zur vorübergehenden kurzfristigen Gewährleistung höherer Drücke am Abzweigepunkt Bad Leonfelden wurde zwischen BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL (Open Grid Europe, GRTgaz Deutschland) ein Pressure Service Agreement (PSA) auf unterbrechbarer Basis abgeschlossen. Im Zuge dessen erklärten sich die Betreiber der MEGAL bereit, am Einspeisepunkt Oberkappel auf Anfrage Drücke jenseits der für den Transport im WAG-System notwendigen, vertraglich vereinbarten 50 barg, zur Verfügung zu stellen. Durch die Kapazitätserhöhung der MEGAL ab Oktober 2012 wird jedoch die Unterbrechungswahrscheinlichkeit dieses Service signifikant erhöht bzw. der maximal zur Verfügung stehende Druck am Einspeisepunkt Oberkappel verringert.

Bis zur Implementierung einer endgültigen Maßnahme beantragt die Projektträgerin BOG GmbH nunmehr eine Verlängerung des bestehenden PSA für Oberkappel. Das PSA ermöglicht einen höheren Druck auf unterbrechbarer Basis durch Einsatz der deutschen Kompressorstation Wildenranna im MEGAL System, stellt aber wegen der Notwendigkeit, den gesamten Transit-Gasfluss (zum im Vergleich geringen Inlandgasfluss) im WAG-System zu komprimieren lediglich eine Übergangslösung dar. Die Verlängerung des PSA (Projektträger BOG GmbH) gewährleistet bei Transportrichtung West-Ost die Bereitstellung eines höheren als den laut Designparametern vereinbarten Übergabedrucks am Übergabepunkt Oberkappel und ist in Ermangelung einer nachhaltigen Lösung dieses Problems jedenfalls notwendig, um dem bestehenden Druckproblem in Oberösterreich zu

begegnen. Die Kosten der Verlängerung des PSA wurden im Kostenbescheid der BOG GmbH gem § 82 GWG 2011 festgesetzt und anerkannt.

Da sich das PSA als taugliches Instrument erwiesen hat, kurzfristig dem Druckproblem in Oberösterreich zu begegnen, ist dieses Projekt in Anbetracht der Kurzfristigkeit von einem Jahr und in Ermangelung einer alternativen Lösung zu genehmigen.

Jedenfalls notwendig ist jedoch die zeitnahe langfristige Lösung des Druckproblems in Oberösterreich. Die BOG GmbH und AGGM haben als Projektträger - unter Koordination des Marktgebietsmanagers - zu diesem Zweck ein Projekt zur Genehmigung vorgelegt, im Zuge dessen die zwei Unternehmen in einer erste Phase die Systemplanungen harmonisieren und mögliche Lösungen für die Beseitigung der Druck-Mengen-Einschränkung ausloten (Pre-Feasibility-Study) und in einer zweiten Phase die gefundenen Lösungen in einer Machbarkeitsstudie evaluieren und zur Projektreife weiterentwickeln (Feasibility Study). Die Ergebnisse der ersten Phase der Studie sollen im Mai 2013 vorliegen, die Ergebnisse der Feasibility-Study im zweiten Quartal des Jahres 2014.

Die Kosten der Pre-Feasibility und Feasibility Study werden zunächst von den Projektteilnehmern getragen und nicht extra beziffert.

Wie auch aus den eingegangenen Stellungnahmen hervorgeht, bedarf die Situation in Oberösterreich einer raschen und nachhaltigen Lösung. In Anbetracht dessen ist der von den Projektträgern erarbeitete Zeitplan für die Feasibility Study zu wenig ambitioniert. Die Genehmigung wird daher mit der Auflage erteilt, dass nach Fertigstellung der Pre-Feasibility Study mit Mai 2013, die Feasibility Study bereits mit 30. September 2013 fertiggestellt wird, da eine schnellere Erarbeitung von Projektvarianten möglich und geboten erscheint. Die Fertigstellung der Feasibility Study soll in der gleichzeitigen Einreichung eines Projekts münden, das gemäß § 63 Abs. 8 GWG 2011 die technischen und wirtschaftlichen Gründe für die Befürwortung oder Ablehnung einzelner Vorhaben darstellt. Das Projekt hat Ausbauschwellen zu enthalten, bei deren Erreichung die Sinnhaftigkeit der Investition, durch entsprechende Verpflichtungen der Speicherunternehmen Kapazität abzunehmen, gewährleistet ist. Im Zuge der Erarbeitung des Projektes wird eine Konsultation der relevanten Marktteilnehmer – unter anderem der betroffenen deutschen Fernleitungsnetzbetreiber - erforderlich sein.

Ein weiteres Problemfeld stellt der unberücksichtigte Kapazitätsbedarf des Speicherunternehmens (EGS) des Speichers 7Fields dar:
Aus der im Rahmen der Konsultation abgegebenen Stellungnahme der EGS geht hervor, dass GCA den zusätzlichen Kapazitätsbedarf der EGS iHv 250.000 Nm³/h am Speicherpunkt 7Fields nicht berücksichtigt hat. Die GCA bringt dazu im KNEP und der auf die Stellungnahme der EGS erstatteten Replik im Wesentlichen vor, dass für die zusätzlichen Ein- und Ausspeisemengen aufgrund dafür benötigter Verdichterleistung Zusatzkosten von [redacted] entstehen würden, die durch die Zusatzerlöse von [redacted] - basierend auf dem

behördlich festgesetzten Tarif multipliziert mit den zusätzlichen Mengen - nicht abgedeckt würden. Daher ließe sich der Transport der zusätzlichen bandförmigen Kapazität im laufenden Betrieb wirtschaftlich nicht darstellen.

Diese Einschätzung der GCA widerspricht dem Ziel des KNEP, ein hohes Maß an Verfügbarkeit des Leistungskapazität zu erzielen sowie 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.

Zwar sind laut § 63 Abs. 6 GWG 2011 im Zuge der Erarbeitung des KNEP die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten zu berücksichtigen und legt § 63 Abs. 8 GWG 2011 fest, dass die technischen und wirtschaftlichen Gründe für die Befürwortung oder Ablehnung einzelner Vorhaben darzustellen sind. Diese Bestimmungen können jedoch nicht so verstanden werden, dass bei Vorliegen eines Kapazitätsengpasses der Antragstellerin selbst die abschließende Beurteilung obliegt, ob ein Projekt zur Beseitigung eines Engpasses überhaupt zur Genehmigung eingereicht werden soll und somit ein Leitungs(aus)bau stattfinden soll oder nicht. Die Aufgabe des Marktgebietsmanagers und der Fernleitungsunternehmen besteht darin, die Kapazitätsnachfrage zu erheben und Projekte mit entsprechenden Ausbauschwellen einzureichen, welche die festgestellten Engpässe beseitigen können.

Die Regulierungsbehörde hat gem. § 64 Abs 3 GWG 2011 bei der Genehmigung des KNEP insbesondere zu prüfen, ob der Netzentwicklungsplan den gesamten im Zuge der Konsultationen ermittelten Investitionsbedarf erfasst. Dies ist im Fall des angemeldeten Kapazitätsbedarfs zur Ein- und Ausspeicherung am Speicherpunkt 7Fields nicht der Fall, da die Stellungnahme der EGS Investitionsbedarf durch zusätzliche Kapazitätsnachfrage darlegte.

Die Regulierungsbehörde genehmigt den Netzentwicklungsplan durch Bescheid. Voraussetzung für die Genehmigung ist der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen durch die Fernleitungsnetzbetreiber (§ 64 Abs 1 GWG 2011). Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit zog die GCA jedoch das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in Speicheranlagen heran und verglich diese mit den Kosten der gesamten Leitung Penta West.

Diese Berechnung kann insofern nicht nachvollzogen werden, als zum einen die Kosten der gesamten Fernleitung Penta West nicht ausschließlich durch die zusätzlichen Erlöse aus dem Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in den Speicher 7Fields getragen werden müssen und zum anderen die angenommenen Energiekosten von [redacted] in Anbetracht der aktuellen Marktpreise deutlich überhöht erscheinen.

Außerdem wird das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in den Speicher 7Fields von der Regulierungsbehörde auf Basis der relevanten Kosten sowie

der vertraglich vereinbarten Höchstleitung festgesetzt. Sollte sich herausstellen, dass zur Befriedigung des Kapazitätsbedarfs dem Fernleitungsnetzbetreiber zusätzliche Kosten entstehen, liegt es einerseits bei der Antragstellerin in der Projekteinreichung Ausbauschwellen vorzusehen, um die Verpflichtung der Speicherunternehmen zur Kapazitätsabnahme sicherzustellen, andererseits bei der Behörde im Zuge der Festsetzung der Tarife dafür zu sorgen, dass die dem Netzbetreiber zusätzlich entstehenden Kosten verursachungsgerecht vom Speicherunternehmen getragen werden.

Andernfalls wäre es auf Basis der – unter Nichtberücksichtigung eins Ausbauprojektes - festgesetzten Tarife in den meisten Fällen nicht möglich, zusätzliche Kapazitätsbedarfe zu befriedigen, sofern die Tariferlöse die durch ein Projekt zusätzlich entstehenden Kosten nicht abdecken. In Anbetracht der hohen Kosten bei der Schaffung neuer oder erweiterter Infrastrukturen wäre dies häufig der Fall. Die gegenständliche Genehmigung wird daher unter der Auflage erteilt, dass bis zum 30. September 2013 ein Projekt eingereicht wird, das alle Kapazitätsbedarfe am Speicherpunkt 7Fields berücksichtigt und eine Beurteilung durch die Behörde ermöglicht. Das Projekt hat Ausbauschwellen zu enthalten, bei deren Erreichung die Sinnhaftigkeit der Investition, durch entsprechende Verpflichtungen der Speicherunternehmen Kapazität abzunehmen, gewährleistet ist.

Auch die WINGAS GmbH brachte in ihrer Stellungnahme vor, dass angemeldeter Kapazitätsbedarf nicht berücksichtigt worden sei. Die GCA entgegnete, dass der Kapazitätsbedarf an den maßgeblichen Ein- und Ausspeisepunkten abgefragt und auch in voller hoher Höhe berücksichtigt worden sei. Lediglich die explizit als „Wheeling-Kapazität" angemeldeten Kapazitätsbedarfe vom Einspeisepunkten Überackern/ SUDAL zum Ausspeisepunkt Überackern/ABG seien nicht abgefragt und daher auch nicht berücksichtigt worden. Da die betreffende „Wheeling-Dienstleistung" vor Einführung des neuen Marktmodells mit 1. Jänner 2013 nicht von GCA erbracht wurde und daher im System der GCA nicht berücksichtigt war, konnte in diesem Jahr diese Anfragen nicht bearbeitet werden.

Um diesem Mangel jedoch effektiv zu begegnen und sicherzustellen, dass sämtliche angemeldeten Kapazitäten im Rahmen der Erstellung des KNEP 2013 berücksichtigt werden, wird die gegenständliche Genehmigung unter der Auflage erteilt, dass auch der Kapazitätsbedarf für „Wheeling-Kapazitäten" sowie für Netzkopplungspunkte und Netzanschlusspunkte, die keine maßgeblichen Punkte gem. § 39 Abs. 2 GWG 2011 sind, bei der Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplans zu berücksichtigen sind.

ENI S.p.A. forderte in ihrer Stellungnahme einen Ausbau oder zumindest sorgfältiges Engpassmanagement des Grenzübergabepunktes Mosonmagyaróvár auf der Hungaria-Austria Gasleitung (HAG). Zu dem behaupteten Engpass bringt die GCA 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 zu folgen: Bereits der KNEP (S.19) 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 2013 bis 2016 und der langen Vorlaufzeit von Investitionen ist ein Ausbau wirtschaftlich nicht gerechtfertigt.

Zur Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan:
Der KNEP orientiert sich im Aufbau und am Szenariorahmen des TYNDP 2011 – 2020.
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 gleichen Planungsannahmen verwenden. Der Marktgebietsmanager und der Verteilergebietsmanager werden daher aufgefordert, dies künftig sicherzustellen.

In Bezug auf die angeführten Projekte im TYNDP - mit bzw. ohne finale Investitionsentscheidung - ist eine Kohärenz mit den im KNEP genannten Projekten gegeben. Der Umstand, dass der physische Engpass am Grenzübergabepunkt Oberkappel nicht adäquat im TYNDP wiedergegeben wird, bedeutet nicht, dass dieser Engpass nicht besteht, sondern deutet auf eine Schwäche des TYNDP Prozesses hin. In diesem Zusammenhang wird darauf zu achten sein, dass bei der nächsten Überarbeitung des TYNDP auf diesen Engpass eingegangen wird.

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid ist kein ordentliches Rechtsmittel zulässig.

IV. Hinweis gemäß § 61a AVG

Gegen diesen Bescheid kann binnen sechs Wochen ab der Zustellung Beschwerde an den Verfassungsgerichtshof und an den Verwaltungsgerichtshof erhoben werden. Die Beschwerde muss von einem Rechtsanwalt unterschrieben sein, und es ist jeweils eine Gebühr von € 220,- zu entrichten.

V. Gebührenhinweis

Es wird höflich ersucht, die Eingabengebühr von € 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz 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, Kontonummer PSK 90.022.201, BLZ 60.000, zu entrichten (§ 3 Abs 2 Gebührengesetz iVm GebG-ValV 2011, BGBl II 191/2011).

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

Wien, am 11.1.2013

Der Vorstand

DI Walter Boltz
Vorstandsmitglied

Mag. (FH) Martin Graf
Vorstandsmitglied

Beilage: ./1 koordinierter Netzentwicklungsplan 2012 (Planungszeitraum 2013-2022)

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