

V KNEP G 01/16

PA 21931/16

Gas Connect Austria
Geschäftsführung
Floridotower, Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien

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

per RSb

B E S C H E I D

Aufgrund der Anträge der TAG Trans Austria Gasleitung GmbH und der Gas Connect Austria vom 8.9.2016 auf Genehmigung des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2016 ergeht gemäß § 64 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. 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. Die Regulierungsbehörde genehmigt gemäß § 64 GWG 2011 folgende eingereichte Projekte mit den im Spruchpunkt 2 vorgesehenen Auflagen:
 - a. Zurückziehung der im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2015 genehmigten Projekte:

- GCA 2015/02: „Entry/Exit Überackern“
- GCA 2015/08: „Entry /Exit Murfeld“
- TAG 2015/02 „AZ1 Baumgarten“

b. Abgeänderte und neu eingereichte Projekte:

- GCA 2015/01a: „Bidirectional Austrian Czech Interconnector“, als Planungsprojekt
- GCA 2015/02a „Entry Überackern“
- GCA 2015/05 „Entry Mosonmagyaróvár“
- GCA 2015/07b „Mehrbedarf Verteilergelände +“
- GCA 2015/09 „Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten“
- GCA 2015/10 „Entry Arnoldstein“
- GCA 2016/01 „Baumgarten Brezlav Interconnector“
- GCA 2016/02 „Oberkappel N4G Interkonnektor“, als Planungsprojekt
- GCA 2016/03 „Entry/Exit Murfeld & Entry Arnoldstein“
- GCA 2016/E1 „110 kV-Freileitung UW BMG“
- GCA 2016/E2 „Baumgarten MS3 Reverse Flow Bereinigung“
- GCA 2016/E3 „Baumgarten Austausch NSHV-WAG“
- GCA 2016/E4 „Baumgarten MS3 & Oberkappel – Tausch Blendenmessung auf Ultraschallzähler“
- GCA 2016/E5 „Ersatzinvestition Revamp Oberkappel“
- GCA 2016/E6 „BMG-BOP13, HAG, MAB Ausbläsesystem“
- TAG 2015/01 „Messtrecken Baumgarten TAG Einbindung“
- TAG 2016/01 „TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf“
- TAG 2016/02 „AZ1 additional entry and connection with BOP 13“
- TAG 2016/03 „Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2)“
- TAG 2016/04 „TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár)“, als Planungsprojekt
- TAG 2016/05 „TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)“, als Planungsprojekt
- TAG 2016/06 „TAG Baumgarten interconnection capacity (BBI)“
- TAG 2016/07 „DLE 1.5 + 72 holes PT module RC500 in CS Ruden“
- TAG 2016/08 „Generalsanierung Schieberstationen Orth / Kaindorf / Finkenstein“
- TAG 2016/09 „Austausch undichter Armaturen St.Paul / Ruden / Ludmannsdorf / Arnoldstein“
- TAG 2016/10 „Erneuerung Niederspannung Schalteranlage Grafendorf“
- TAG 2016/11 „Austausch Gashydraulische Antriebe in KS-Baumgarten“
- TAG 2016/12 „SCS Austausch, CS Ruden-Grafendorf-Baumgarten“

2. a. Die Genehmigung der Projekte GCA 2015/01a: „Bidirectional Austrian Czech Interconnector“, als Planungsprojekt, GCA 2015/02a „Entry Überackern“, GCA 2015/05 „Entry Mosonmagyaróvár“, GCA 2016/01 „Baumgarten Brezlav Interconnector“, GCA 2016/03 „Entry/Exit Murfeld & Entry Arnoldstein“, TAG 2016/05 „TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)“ sowie TAG 2016/06 „TAG Baumgarten interconnection capacity (BBI)“ wird unter der Auflage erteilt, dass Gas Connect Austria GmbH bzw. TAG Trans Austria Gasleitung GmbH in Abstimmung mit dem Marktgebietsmanager vor der finalen Investitionsentscheidung bzw. bei Planungsprojekten spätestens im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2018 die geplanten Maßnahmen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Effizienz optimieren und dies der Behörde nachweisen, um die Kosten der Projekte zu senken und somit deren Wirtschaftlichkeit verbessern zu können. Die Analyse muss auch mögliche grenzüberschreitende Optimierungsvarianten berücksichtigen.

b. Die Genehmigung des Projektes TAG 2016/03 „Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2)“ wird unter der Auflage erteilt, dass die im Knoten Baumgarten durch technische Maßnahmen generierten Verbindungskapazitäten vom System der TAG Trans Austria Gasleitung GmbH zum System der Gas Connect Austria GmbH, sowie in die entgegengesetzte Richtung, der Behörde bis 1.12.2016 von beiden Fernleitungsnetzbetreibern übermittelt werden.

c. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass der Marktgebietsmanager, in Kooperation mit den beiden Fernleitungsnetzbetreibern eine Analyse der Auswirkungen des Verhältnisses von Elektrokompessorleistung zu Gaskompessorleistung auf die Versorgungssicherheit des österreichischen Marktes erstellt, um für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2017 eine diesbezügliche Bewertung und Prognose zu erstellen.

3. Der koordinierte Netzentwicklungsplan bildet als Beilage ./1 einen 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 bzw. 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 für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden zu konsultieren.

In materieller Hinsicht erfüllt der Netzentwicklungsplan gemäß § 63 Abs. 3 GWG 2011 einen dreifachen Zweck, nämlich die Information der Marktteilnehmer 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 Speichereinrichtungen 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).

Die Marktteilnehmer haben umgekehrt dem Marktgebietsmanager bzw. dem Fernleitungsnetzbetreiber auf dessen 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 § 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 für die Genehmigung des koordinierten Netzentwicklungsplans der Vorstand der E-Control zuständig.

I.2. Verfahrensverlauf

Die beiden Fernleitungsnetzbetreiber (in der Folge: FNB) des Marktgebietes Ost, TAG Trans Austria Gasleitung GmbH (in der Folge: TAG) und Gas Connect Austria GmbH (in der Folge: GCA) haben bis zum Stichtag 1. April 2016 eine Kapazitätsdatenerhebung durchgeführt. Die Kapazitätsdatenerhebung wurde mittels PRISMA Newsletter versandt sowie zusätzlich auf den jeweiligen Websites veröffentlicht. Die Marktteilnehmer hatten die Möglichkeit ihre Kapazitätsbedarfe pro Kalenderjahr im Planungszeitraum 2017 – 2026 anzugeben. Im selben Zeitraum hat der Marktgebietsmanager (in der Folge: MGM) eine Projektdatenerhebung durchgeführt. Projektspensoren hatten die Möglichkeit, ihre Projekte

an den MGM zu übermitteln. Der Fragebogen wurde im Erhebungszeitraum auf der Website des MGM publiziert.

Aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebungen und ausgewählter Projekte hat der MGM in Zusammenarbeit mit den FNB und unter Mitarbeit des Verteilergietsmanagers Austrian Gas Grid Management AG (in der Folge: VGM) Kapazitätsszenarien erstellt und diese am 18. April 2016 gesammelt an die FNB zur weiteren Analyse in den Netzentwicklungsplänen übermittelt. Die jeweiligen Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebung bilden zusammen mit den definierten Kapazitätsszenarien die Basis für die Netzentwicklungspläne der FNB. Bis zum 3. Juni 2016 wurden die Netzentwicklungspläne an den MGM übermittelt. Der MGM hat diese in der Konsultationsversion des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2017 – 2026 (in der Folge: KNEP) zusammengeführt. Diese Version – in deutscher und englischer Sprache - des KNEP wurde vom 1. Juli 2016 bis 15. Juli 2016 zur Konsultation für die Marktteilnehmer auf der Website des MGM zur Verfügung gestellt.

Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Website des MGM veröffentlicht und der Behörde übermittelt. Die erhaltenen Stellungnahmen wurden bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne von den FNB berücksichtigt.

Am 29. Juni 2016 wurden die Marktteilnehmer zu einer „Stakeholder Joint Working Session“ eingeladen, an der auch Vertreter der E-Control teilnahmen. Darüber hinaus fand am 30. Mai 2016 und 30. August 2016 eine Besprechung zwischen TAG und E-Control, am 1. Juni 2016 und 1. September 2016 zwischen GCA und E-Control sowie am 6. Juni 2016 eine Besprechung zwischen MGM, VGM, GCA, TAG und E-Control statt, um die Inhalte des KNEP und einzelne Projekte zu diskutieren.

Am 11. August 2016 übermittelte der MGM die Konsultationsversion des KNEP 2017-2026 an die Behörde.

Eine um Geschäftsgeheimnisse bereinigte Konsultationsversion des KNEP 2017-2026 wurde den Marktteilnehmern vom 12. August bis zum 28. August 2016 über die Website der E-Control in deutscher und englischer Sprache zur Konsultation zur Verfügung gestellt.

Aufgrund der eingetroffenen Stellungnahmen wurden die FNB in den Besprechungen am 30. August 2016 bzw. 1. September 2016 zu Verbesserungen bzw. Stellungnahmen aufgefordert.

Am 9. September 2016 reichten die beiden FNB den KNEP 2016 gemeinsam zur Genehmigung bei der Behörde ein.

Im Zuge der Projektdatenerhebung wurden von verschiedenen Projektsponsoren folgende Projekte an den MGM übermittelt: Bidirectional Austrian Czech Interconnector (BACI), Oberkappel N4G Interkonnektor sowie Entry/Exit Murfeld. Die Projekte wurden in den

Kapazitätsszenarien berücksichtigt, sofern die maximale technische Kapazität und der geplante Entry- und Exit Punkt im Zuge der Projektdatenerhebung übermittelt wurde.

Als im Zusammenhang mit dem österreichischen Marktgebiet stehend werden aus dem deutschen Netzentwicklungsplan Gas 2015 das Projekt SEL, das aus zwei Abschnitten – MONACO I und MONACO II – besteht, angeführt. Weiters sind auch jene Projekte, die in der Liste der „Project of Common Interest“ (PCI) enthalten sind und im Zusammenhang mit dem österreichischen Marktgebiet stehen, aufgezählt. Das sind die Projekte 6.4 „Bidirectional Austrian – Czech Interconnection (BACI) between Baumgarten (AT) – Reint[h]al (CZ/AT) – Brečlav (CZ)“, 6.24.3 „GCA Mosonmagyaróvár CS (development on the Austrian side) (1st phase)“, 6.25.2 „Pipeline system from Greece to Austria“ [„Tesla“] sowie 6.26.4 „GCA 2014/04 Murfeld (AT)“.

Das Projekt 6.25.2 „Tesla“ soll Gas aus der Türkei bis nach Baumgarten bringen. Aufgrund der Tatsache, dass Tesla erst nachträglich – und sehr kurzfristig - in den Ten-Year Network Development Plan (in der Folge: TYNDP) 2015 der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (ENTSOG) aufgenommen wurde, war es dem Projektponsor GCA zeitlich nicht möglich alle erforderlichen Informationen für eine Aufnahme in die PCI-Liste zu übermitteln. Das PCI 6.25.2 endet daher an der ungarisch-österreichischen Grenze; dementsprechend ist kein zugehöriges Projekt im österreichischen Marktgebiet geplant.

Zur Genehmigung wurden folgende 28 Projekte eingereicht:

- Das Projekt „GCA 2015/01a: Bidirectional Austrian Czech Interconnector“ als Planungsprojekt wird abgeändert zur Genehmigung eingereicht. Ziel des Projekts ist eine technische bidirektionale Kapazität auf fester Basis für den neu zu schaffenden Entry- und Exit Punkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt zu schaffen;
- das Projekt „GCA 2015/02a: Entry Überackern“ wird abgeändert zur Genehmigung eingereicht. Ziel des Projekts ist die Erhöhung der technischen Kapazität am Entry Punkt Überackern, um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf an Entrykapazitäten an dem Punkt Überackern SUDAL auf fester Basis zu decken;
- das Projekt „GCA 2015/05: Entry Mosonmagyaróvár“ wird abgeändert zur Genehmigung eingereicht. Ziel des Projekts ist technische Kapazität am Entry Punkt Mosonmagyaróvár zu generieren, um die angemeldeten zusätzlichen Bedarfe an Entrykapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár auf fester Basis zu decken;
- das Projekt „GCA 2015/07b: Mehrbedarf Verteilerggebiet +“ wird abgeändert zur Genehmigung eingereicht. Ziel des Projekts ist die Erhöhung der technischen Kapazität zwischen Fernleitung und Verteilerggebiet;
- das Projekt 2015/10 Entry Arnoldstein“ wird abgeändert zur Genehmigung eingereicht. Ziel des Projekts ist die höchstmögliche Kapazität auf fester Basis am Entry Punkt Arnoldstein auszuweisen;
- das Projekt „GCA 2016/01 Baumgarten Brezlav Interconnector“ wurde neu eingereicht. Das Ziel des Projektes ist festzuordenbare bidirektionale Kapazität an

- dem neu zu schaffenden Entry und Exit Punkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem technischen Markt zu schaffen;
- das Projekt „GCA 2016/02 Oberkappel N4G Interkonnektor“, wurde als Planungsprojekt neu eingereicht. Ziel ist es festzuordenbare bidirektionale Kapazität an dem neu zu schaffenden Entry und Exit Punkt Diendorf zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem technischen Markt zu schaffen;
 - das Projekt „GCA 2016/03 Entry/Exit Murfeld & Entry Arnoldstein“ wurde neu eingereicht; Das Projekt dient dem Ziel die technische Kapazität auf FZK Basis am Exit Punkt Murfeld zu erhöhen und erstmals technische FZK Kapazität am Entry Punkt Murfeld zu schaffen sowie FZK Kapazität am Entry Punkt Arnoldstein zu ermöglichen;
 - die Projekte „GCA 2016/E1 110 kV-Freileitung UW BMG“, „GCA 2016/E2 Baumgarten MS3 Reverse Flow Bereinigung“, „GCA 2016/E3 Baumgarten Austausch NSHV-WAG“, „GCA 2016/E4 Baumgarten MS3 & Oberkappel – Tausch Blendenmessung auf Ultraschallzähler“, „GCA 2016/E5 Ersatzinvestition Revamp Oberkappel“ sowie „GCA 2016/E6 BMG-BOP13, HAG, MAB Ausbläsystem“ sind neu eingereichte Ersatzinvestitionen. Ziel dieser Projekte ist die Aufrechterhaltung der Verfügbarkeit der bestehenden Systeme;
 - das Projekt „TAG 2015/01 Messtrecken Baumgarten TAG Einbindung“; zur Ertüchtigung des Knoten Baumgarten wurde abgeändert zur Genehmigung eingereicht;
 - das Projekt TAG 2016/01 „TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf“ wird neu eingereicht. Ziel des Projektes ist es einen physischen Transport von mindestens 1.600.000 Nm³/h von Süden nach Baumgarten zu ermöglichen;
 - das Projekt TAG 2016/02 „AZ1 additional entry and connection with BOP 13“ mit dem Ziel die Verbindungskapazitäten zwischen den Systemen der TAG und der GCA in Baumgarten zu erhöhen wird neu eingereicht;
 - das Projekt TAG 2016/03 „Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2)“ wird neu eingereicht. Das Projekt dient der Ermöglichung eines physischen Reverse Flows in die Slowakei;
 - das Projekt „TAG 2016/04 TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár)“ wird als Planungsprojekt neu eingereicht mit dem Ziel basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am Entry Punkt Mosonmagyaróvár zusätzliche Verbindungskapazität auf FZK Basis in Baumgarten mit garantiertem Zugang zum Virtuellen Handelspunkt zu schaffen;
 - die Projekte „TAG 2016/05 TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)“, als Planungsprojekt sowie
 - das Projekt „TAG 2016/06 TAG Baumgarten interconnection capacity (BBI)“ werden eingereicht und verfolgen das Ziel die entsprechenden GCA Projekte firm an den Entry/Exit Punkten der TAG abzubilden;
 - die Projekte „TAG 2016/07 DLE 1.5 + 72 holes PT module RC500 in CS Ruden“, „TAG 2016/08 Generalsanierung Schieberstationen Orth / Kaindorf / Finkenstein“, „TAG 2016/09 Austausch undichter Armaturen St.Paul / Ruden / Ludmannsdorf / Arnoldstein“, „TAG 2016/10 Erneuerung Niederspannung Schalteranlage Grafendorf“,

„TAG 2016/11 Austausch Gashydraulische Antriebe in KS-Baumgarten, Grafendorf und Ruden“ sowie „TAG 2016/12 SCS Austausch, CS Ruden-Grafendorf-Baumgarten“ sind Ersatzinvestitionen werden neu eingereicht. Ziel dieser Projekte ist die Aufrechterhaltung der Verfügbarkeit der bestehenden Systeme;

Die Projekte GCA 2015/02 „Entry/Exit Überackern“, GCA 2015/08 „Entry/Exit Murfeld“ sowie TAG 2015/02 „AZ1 Baumgarten“ werden nicht mehr weiterverfolgt und von den Antragstellern zurückgezogen, da die Ziele dieser Projekte mit Hilfe der Projekte GCA 2015/02a, GCA 2016/03 bzw. TAG 2016/02 besser erreicht werden können.

Die österreichischen FNB haben im Zuge der Erstellung des jeweiligen Netzentwicklungsplans eine Kapazitätsdatenerhebung an den Entry und Exit Punkten durchgeführt. Nach Gegenüberstellung der Bedarfserhebung an den Entry und Exit Punkten mit der korrespondierenden technischen und freien Leitungskapazität, habe die Marktbefragung der GCA einen potentiellen Engpass am Entry Punkt Überackern-SUDAL ergeben. Die für den Exit Punkt Mosonmagyaróvár unverbindlich eingemeldeten zusätzlichen Bedarfe können vollständig von den bestehenden verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden. Die Marktbefragung der TAG habe hingegen keinen potentiellen Engpass signalisiert.

Die Analyse im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans durch die GCA hinsichtlich der technischen Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit des Angebots der zusätzlich angefragten Kapazitäten habe ergeben, dass der eingemeldete Kapazitätsbedarf am Entry Punkt Überackern-SUDAL, am virtuellen Entry Punkt Mosonmagyaróvár sowie an dem neu zu schaffenden Entry/Exit Punkt Reintal zusätzlicher Investitionen im Fernleitungssystem der GCA bedürfe. Zusätzlich erfordere die Umsetzung von Projekteinmeldungen am Exit Punkt Murfeld, am virtuellen Entry Punkt Murfeld, am Entry/Exit Punkt Oberkappel sowie an dem neu zu schaffenden Entry/Exit Punkt Reintal ebenfalls Investitionen im Fernleitungsnetz der GCA.

Die Analyse des Netzentwicklungsplans der TAG ergebe, dass kein Ausbaubedarf mangels Nachfrage bestehe. Bedingt durch das Auslaufen mehrerer langfristiger Verträge ab 2023 am Entry Punkt Baumgarten sowie am Exit Punkt Arnoldstein würden sich im Übrigen die freien Kapazitäten stark erhöhen. Aufgrund der eingemeldeten zusätzlichen Bedarfe für Punkte der GCA ergibt sich für die TAG allerdings ebenfalls ein Investitionsbedarf um die angefragten Kapazitäten als frei zuordenbare Kapazitäten abbilden zu können.

Im Rahmen der Konsultation der E-Control langten acht Stellungnahmen ein. Das Bundesministerium für Finanzen (BMF), die Bundesarbeiterkammer (BAK), Uniper Energy Storage GmbH (UES), RAG Energy Storage (RES), LINZ STROM Netz GmbH, Uniper Global Commodities SE (UGC), Landwirtschaftskammer Österreich (LK) sowie Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) erstatteten Stellungnahmen zum Konsultationsentwurf des KNEP 2016.

Das BMF bemerkt in seiner Stellungnahme, dass für einige Projekte, die sich bereits in Umsetzung befänden, keine Investitionskostenbasis feststehe und die Kostenschätzung mit einer Genauigkeit von +/- 25 % angegeben würde.

UES, RES, UGC und LINZ STROM Netz GmbH unterstreichen die Bedeutung der Speicher, der Verbesserung der Qualität der Standardkapazität im Verteilergesamtgebiet und den korrespondierenden Projekten im KNEP für Speicherunternehmen bzw. Bilanzgruppenverantwortliche und Händler, lehnen daher die Verzögerung des Projektes GCA 2015/07b ab und fordern eine fristgerechte Umsetzung zu Beginn der Ausspeicherperiode in 2017. UES und RES bemerken außerdem, dass aus Sicht der Speicherunternehmen 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.

Die BAK anerkennt, dass Investitionskosten und konkrete 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. Weiters regt die BAK auch Risikobewertungen im Rahmen des KNEP, nach Vorbild der LFP, an. Aus Perspektive der BAK ist die Einhaltung des N-1 Standards für Österreich zu begrüßen. Die BAK fordert E-Control auf, die gegebenen Möglichkeiten zur Prüfung der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen voll inhaltlich auszuschöpfen.

Die LK erneuert die Forderung nach einer Überarbeitung der geltenden Entschädigungsregelungen, vor allem bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz. Kritisch sieht die LK vor dem Hintergrund des bestehenden Infrastrukturbestandes die Genehmigung von Projekten, die keinen PCI Status haben und ruft die Vereinbarungen der Pariser Klimaverträge (COP21) in Erinnerung. Betreffend der Projekte GCA 2015/02, GCA 2015/02a sowie GCA 2016/02 bemerkt die LK, dass die Projekte nicht vollkommen ausgereift seien, da konkrete Angaben zu den Projekten fehlen würden und empfiehlt daher eine Genehmigung allenfalls als Konzeptionsprojekte. Weiters fordert die LK eine Verlängerung der Konsultation um vier Wochen.

Die AGGM weist darauf hin, dass im Projektblatt des Projektes „GCA 2015/07b Mehrbedarf Verteilergesamtgebiet +“ im Bereich der technischen Daten aus Sicht der AGGM eine Ergänzung bezüglich des Übergabedruckes am Übergabepunkt PVS 2 → PVS 1 erforderlich sei.

I.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung

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

Mit Bescheid vom 20. Juli 2016, V MGM G 01/16, wurde die GCA als MGM des Marktgebiets Ost bis zum 01. Juni 2017, 6:00 Uhr 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). FNB sind die TAG sowie die GCA (PVS 1, HAG, SOL, PW, KIP, WAG).

Das Fernleitungsnetz der GCA verfügt über folgende physische Entry Punkte: Baumgarten GCA und Baumgarten WAG (Grenze Slowakei), Überackern ABG und Überackern SUDAL sowie Oberkappel (Grenze Deutschland), Speicherpunkte 7Fields und MAB/WAG; weiters über folgende physische Exit Punkte: Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn), Überackern ABG und Überackern SUDAL sowie Oberkappel (Grenze Deutschland), Murfeld (Grenze Slowenien), Petrzalka und Baumgarten WAG (Grenze Slowakei), Speicherpunkte 7Fields und MAB/WAG. Zu den nicht-physischen Entry Punkten der GCA zählen Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn), Murfeld (Grenze Slowenien) sowie Petrzalka (Grenze Slowakei).

Das Fernleitungsnetz der TAG verfügt über die Entry Punkte Baumgarten TAG (Grenze Slowakei) und Arnoldstein (Grenze Italien) sowie über den Exit Punkt Arnoldstein (Grenze Italien).

Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 233 %. Dieses Kriterium wurde nach der im Anhang I der VO (EU) Nr. 2010/994 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (SoS-VO) normierten N-1 Berechnung und den von MGM und VGM aktualisierten Daten berechnet.

Im österreichischen Gasnetz beträgt das Verhältnis von Elektrokompessorleistung zur Gaskompessorleistung derzeit 47 Prozent zu 53 Prozent.

I.4. Rechtliche Beurteilung

Die einzelnen Fernleitungsunternehmen sind gemäß § 62 Abs. 1 Z 20 GWG 2011 verpflichtet, einen Netzentwicklungsplan zu erstellen bzw. an der Erstellung des KNEP mitzuwirken. Der MGM erstellte gemäß den Vorgaben des § 63 GWG 2011 nach Abhalten einer Planungskonferenz, dem die Netzentwicklungspläne der einzelnen Fernleitungsunternehmen zugrunde gelegt wurden, sowie eines Konsultationsprozesses, der wie unter Punkt I.2. dargestellt den gesetzlichen Anforderungen entspricht, einen KNEP mit einem zehnjährigen Planungszeitraum von 2017 bis 2026. In diesem hat der MGM beschlossene Investitionen aufgelistet und neue Investitionen bestimmt, die in den nächsten

zehn Jahren durchgeführt werden müssen, sowie Zeitpläne für alle Investitionsprojekte vorgegeben (§ 63 Abs. 3 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. Außerdem wurde vom MGM eine Projektdatenerhebung durchgeführt. In seinem Aufbau gibt der KNEP im Wesentlichen die Netzentwicklungspläne der einzelnen Fernleitungsunternehmen wieder.

Alle Investitionsprojekte enthalten gemäß § 63 Abs. 3 Z 3 GWG 2011 einen indikativen Zeitplan für ihre Durchführung. In den vertraulichen Beilagen sowie 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 KNEP verbundenen angemessenen Kosten sind gemäß § 64 Abs. 4 GWG 2011 bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte zu berücksichtigen, eine Aktualisierung erfolgt ex post auf der Basis von tatsächlich angefallenen Anschaffungskosten. 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 im KNEP angeführten Werte – trotz der teilweise starken Schwankungsbreite in der Kostenabschätzung iHv bis zu +/-25 % – noch plausibel. Sie sind jedoch in den Folgeverfahren zur Genehmigung des KNEP von den FNB einer detaillierten Evaluierung zu unterziehen. Eine abschließende Beurteilung wird die Behörde nach erfolgter Investition im Zuge der Kostenermittlung nach §69 GWG 2011 vornehmen.

Als Planungsprojekte können Projekte genehmigt werden, die sich noch in der Konzeptionsphase befinden, bei denen die Planungsüberlegungen noch nicht abgeschlossen sind und deren Umsetzungszeitplan noch offen ist, weshalb deren Kosten und zusätzliche Kapazität (noch) nicht mit hinreichender Genauigkeit abgeschätzt werden können. Aus diesem Grund können in weiterer Folge für zusätzliche Kapazitäten, die aus derartigen Projekten resultieren, (noch) keine Kosten und Mengen mittels Bescheid gem. § 82 GWG 2011 genehmigt werden. Für diese Projekte besteht daher keine Umsetzungsverpflichtung.

Zur Genehmigung wurden heuer 28 Projekte eingereicht. Die Projekte

- GCA 2015/01a „Bidirectional Austria Czech Interconnector“,
- GCA 2016/02 „Oberkappel N4G Interkonnektor“,
- TAG 2016/04 „TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár)“
sowie
- TAG 2016/05 „TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)“

wurden als Planungsprojekte eingereicht.

Die Projekte GCA 2015/02 „Entry/Exit Überackern“, GCA 2015/08 „Entry/Exit Murfeld“ sowie TAG 2015/02 „AZ1 Baumgarten“ werden nicht mehr weiterverfolgt, da die Ziele dieser Projekte mit Hilfe der Projekte GCA 2015/02a, GCA 2016/03 bzw. TAG 2016/02 besser erreicht werden können, weshalb diese im Sinne des § 63 Abs. 8 GWG 2011 zur Genehmigung eingereicht wurden.

Beurteilung der einzelnen zur Genehmigung eingereichten Projekte:

Projekte GCA 2015/01a und TAG 2016/05:

Das bereits seit 2014 als Planungsprojekt genehmigte Projekt für eine erstmalige physische Verbindung des österreichischen Marktgebiets mit dem tschechischen Markt (Bidirectional Austrian Czech Interconnection – BACI; GCA 2014/03a bzw. GCA 2015/01a) wurde abgeändert zur Genehmigung eingereicht. Im Rahmen der fortschreitenden Projektentwicklung für dieses Projekt, das auch PCI-Status besitzt, kam es zu einer Anpassung des technischen Konzeptes und somit der Kosten sowie zur Verschiebung des geplanten Inbetriebnahmezeitpunkts. Das Konzept für die Marktintegration und die Kapazitätsallokation steht noch nicht endgültig fest, daher erfolgt die Genehmigung als Planungsprojekt. GCA und Net4Gas, s.r.o. (der tschechische FNB) haben zwei potenzielle Konzepte identifiziert und mit den betroffenen Regulierungsbehörden diskutiert. Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Projekt TAG 2016/05. Das Projekt TAG 2016/05 „TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)“ hat zum Ziel die am Punkt Reintal neu zu schaffenden Kapazitäten auf allen anderen Punkten des Marktgebiets Ost firm abzubilden.

Da zum Zeitpunkt der Bescheiderlassung kein endgültiges Vermarktungskonzept und kein detaillierter Zeitplan für die neuen Kapazitäten vorliegen, werden beide Projekte als Planungsprojekte genehmigt. Nichtsdestotrotz sind die technischen Änderungen hinsichtlich des Kompressorkonzeptes für den Reverse Flow sowie des Messstreckenkonzeptes des Projektes GCA 2015/01a verbesserungswürdig. Um die in Spruchpunkt 2.a. geforderte Optimierung der geplanten Maßnahmen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Effizienz durchzuführen ist das vorgeschlagene Kompressorkonzept für den Reverse Flow in Kooperation der beiden FNB zu optimieren. Hierbei ist eine das gesamte Marktgebiet betrachtende – FNB übergreifende – Betrachtungsweise heranzuziehen. Die Analyse muss auch mögliche grenzüberschreitende Optimierungsvarianten analysieren. Darüber hinaus ist das Messkonzept hinsichtlich der Notwendigkeit von Messungen wenn es keine vorgelagerten Ausspeisemöglichkeiten hingegen aber bereits eine vorgelagerte Messung (z.B. im Knoten Baumgarten) gibt, zu überdenken. Ziel dieser Evaluierungen der Konzepte ist es die Kosten der Projekte zu senken und damit die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

Die beiden Projekte GCA 2015/01a und TAG 2016/05 werden als Planungsprojekte genehmigt.

Projekt GCA 2015/02a:

Aufgrund des im Zuge der diesjährigen Marktbefragung gemeldeten unverbindlichen Kapazitätsbedarfs wurde ein Ausbaubedarf an dem Entry Punkt Überackern-SUDAL ermittelt, wobei die nachgefragten Kapazitäten im Vergleich zum Vorjahr gesunken sind und lediglich den Entry Punkt und nicht Entry und Exit Punkt betreffen. Die Kapazitäten wurden als gebündelte Kapazitäten angefragt. Das neue Projekt GCA 2015/02a „Entry Überackern“ soll die unverbindliche Kapazitätsnachfrage nach Entrykapazitäten an dem Punkt Überackern-SUDAL auf FZK-Basis decken.

Im Vorjahr wurde zur Behebung des Engpasses am Entry und Exit Punkt Überackern-SUDAL sowie am Speicherpunkt 7Fields, die Projekte GCA 2015/02 „Entry/Exit Überackern“ und GCA 2015/03 „Entry/Exit Überackern – Maximum“ als Planungsprojekte genehmigt. Aufgrund der geänderten unverbindlichen Kapazitätsbedarfe sowie der gegebenen Konkurrenzsituation zwischen den Punkten Oberkappel und Überackern-SUDAL und Überackern-ABG wurde von GCA, auf Anregung der Behörde, eine Variante des Projektes GCA 2015/02 entwickelt, die sich der Konkurrenzsituation annimmt. Punkt 6.7. des Kapazitätsberechnungsmodells definiert prinzipiell Konkurrenzsituationen. Für die Punkte Oberkappel, Überackern-SUDAL und Überackern-ABG bedeutet dies: Die Transportsegmentkapazität der WAG Leitung ist geringer als die Summe der Stationskapazitäten der Exit Punkte Oberkappel und Überackern und auch geringer als die Summe der Stationskapazitäten der Entry Punkte Oberkappel und Überackern. Diese Punkte konkurrieren somit um die Segmentkapazität der WAG Leitung.

Das Projekt GCA 2015/02a stellt dementsprechend die gleichen Kapazitäten am Entry Punkt Überackern-SUDAL dar wie das Projekt GCA 2015/02. Das Projekt GCA 2015/02a steht in direktem Zusammenhang mit dem Projekt TAG 2016/02.

Die Kapazitäten am Übergabepunkt Oberkappel stehen entsprechend dem mit Bescheid vom 18.12.2013, V KAP G 01/13 genehmigten Kapazitätsberechnungsmodells in Konkurrenz zu den Kapazitäten am Punkt Überackern und werden derzeit dementsprechend vermarktet. Allgemein ist zur Kapazitätssituation an den Punkten Oberkappel und Überackern auszuführen, dass es durch die Anwendung von Engpassmanagementmaßnahmen, insbesondere durch die Implementierung des kurzfristigen „Use it Or Lose it“-Mechanismus sowohl auf der österreichischen als auch auf der deutschen Seite, zu einer gewissen Entspannung gekommen ist. Auch das Angebot von unterbrechbaren Kapazitäten, der Surrender-Mechanismus sowie die konkurrierende Vermarktung der Kapazitäten in Oberkappel und Überackern haben sich grundsätzlich bewährt. Dennoch kann aus den Ergebnissen der Kapazitätsauktionen der letzten Monate in Hinblick auf nachgefragte Kapazitäten und erzielte Überzahlungen, insbesondere auf deutscher Seite, sowie den Unterbrechungen auf deutscher Seite abgeleitet werden, dass es an den Übergabepunkten nach wie vor Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten gibt. Dies ist insbesondere auch anhand der Lastflüsse, das heißt der verstärkt genutzten Kapazitäten Richtung Slowakei, erkennbar.

Das Projekt GCA 2015/02a „Entry Überackern“ wird daher als Projekt genehmigt und ist umzusetzen, wenn die den Punkten Überackern bzw. Oberkappel zuzuordnenden Kosten durch entsprechende verbindliche Buchungen gedeckt werden.

Der FNB konnte, in den der Behörde vorliegenden Unterlagen, die technische Notwendigkeit, Angemessenheit sowie die Wirtschaftlichkeit der Investitionen dem Grunde nach nachweisen. Hinsichtlich des vorliegenden technischen Konzeptes und den damit einhergehenden prognostizierten Investitionskosten ist allerdings anzumerken, dass für dieses Konzept, aufgrund der frühen Projektphase, z.B. noch keine Optimierungsvarianten innerhalb des Marktgebietes oder grenzüberschreitende Optimierungsvarianten analysiert wurden. Eine Weiterentwicklung des technischen Konzeptes ist aus Sicht der Behörde unumgänglich, um die Vermarktbarkeit der Projekte und damit die Wirtschaftlichkeit des gesamten Projektes zu verbessern. Um die in Spruchpunkt 2.a. geforderte Optimierung der geplanten Maßnahmen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Effizienz durchzuführen, ist eine Optimierung der Penta West Leitung zu analysieren. Hierbei ist eine das gesamte Marktgebiet betrachtende – FNB übergreifende – Betrachtungsweise heranzuziehen. Die Analyse muss auch mögliche grenzüberschreitende Optimierungsvarianten erfassen. Ziel dieser Evaluierungen der Konzepte ist es die Kosten der Projekte zu senken und damit die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

Um eine mit dem angrenzenden FNB koordinierte und gebündelte Vermarktung der durch das Projekt GCA 2015/02a zu schaffenden neuen Kapazitäten im Zuge der Jahresauktionen 2017 über die Plattform Prisma, die dem Entwurf zur Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen bezüglich „Incremental Capacities“ sowie dem Entwurf des Netzkodex zu Regeln für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen entsprechen soll, zu ermöglichen, ist davor vom Vorstand der E-Control eine entsprechende Kostenentscheidung zu treffen. Auf deren Basis werden Entgelte durch die Regulierungskommission festzulegen sein. Dadurch soll eine rechtzeitige Information der Marktteilnehmer über die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die zusätzlichen Kapazitäten gewährleistet werden. Die Plankosten für das Projekt GCA 2015/02a werden daher einer detaillierten Überprüfung im Rahmen des Kostenverfahrens unterzogen.

Projekt GCA 2015/05 und Projekt TAG 2016/04:

Im Gegensatz zu den Vorjahren wurde im Rahmen der unverbindlichen Kapazitätsbedarfsmeldung kein kurzfristiger Engpass für den Exit Punkt Mosonmagyaróvár identifiziert. Der zusätzlich gemeldete Bedarf kann vollständig von den bestehenden verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden.

Für den Entry Punkt Mosonmagyaróvár reicht GCA eine Abänderung des bestehenden Projektes GCA 2015/05 zur Genehmigung ein. Das Projekt steht im Zusammenhang mit potentiell verfügbarem Gas im Schwarzen Meer und zielt darauf ab, technische Kapazität am

Entry Punkt Mosonmagyaróvár zu schaffen, um den angemeldeten zusätzlichen Bedarf von gebündelter Kapazität auf FZK-Basis zu decken.

Das Projekt GCA 2015/05 steht gemäß den Ausführungen der FNB in direktem Zusammenhang zu Projekt TAG 2016/04 „TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár)“. Das TAG Projekt soll die erforderlichen Verbindungskapazitäten im Knoten Baumgarten bereitstellen um die zusätzlichen Kapazitäten am Punkt Mosonmagyaróvár an allen anderen Punkten des Marktgebiets Ost abbilden zu können. Es ist darauf hinzuweisen, dass im Rahmen des Projektes TAG 2016/02 „AZ1 additional entry and connection with BOP 13“ bereits entsprechende technische Maßnahmen zur Erhöhung der Verbindungskapazitäten am Knotenpunkt Baumgarten enthalten sind.

Das Projekt GCA 2015/05 „Entry Mosonmagyaróvár“ hat den Status eines „Project of Common Interest“ (PCI) gemäß der VO (EU) 2016/89 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI Liste). Die Abänderungen des Projektes GCA 2015/05 betreffen den geplanten Zeitpunkt der Inbetriebnahme sowie das technische Konzept und die ökonomischen Daten. Das Projekt GCA 2015/05 wird antragsgemäß genehmigt und ist umzusetzen, wenn die dem Punkt Mosonmagyaróvár zuzuordnenden Kosten durch entsprechende verbindliche Buchungen gedeckt werden.

Das Projekt TAG 2016/04 wird als Planungsprojekt genehmigt da noch nicht abschließend geklärt ist ob die erforderlichen technischen Maßnahmen im Rahmen des Projektes TAG 2016/02 bereits vollinhaltlich abgedeckt sind und das Projekt TAG 2016/04 somit überhaupt erforderlich ist.

GCA konnte, in den der Behörde vorliegenden Unterlagen, die technische Notwendigkeit, Angemessenheit sowie die Wirtschaftlichkeit der Investitionen dem Grunde nach nachweisen. Hinsichtlich des vorliegenden technischen Konzepts und den damit einhergehenden prognostizierten Investitionskosten ist allerdings anzumerken, dass für dieses Konzept, aufgrund der frühen Projektphase, z.B. noch keine Optimierungsvarianten innerhalb des Marktgebietes oder grenzüberschreitende Optimierungsvarianten analysiert wurden. Eine Weiterentwicklung des technischen Konzepts ist aus Sicht der Behörde unumgänglich um die Vermarktbarkeit des Projekts und damit die Wirtschaftlichkeit des Projekts zu verbessern. Um die in Spruchpunkt 2.a. geforderte Optimierung der geplanten Maßnahmen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Effizienz durchzuführen, ist das vorgeschlagene Kompressorkonzept für das Projekt GCA 2015/05 für den Reverse Flow in Kooperation der beiden FNB zu optimieren. Hierbei ist eine das gesamte Marktgebiet betrachtende – FNB übergreifende – Betrachtungsweise heranzuziehen. Die Analyse muss auch mögliche grenzüberschreitende Optimierungsvarianten analysieren. Darüber hinaus ist das Messkonzept hinsichtlich der Notwendigkeit von Messungen, wenn es keine vorgelagerten Ausspeisemöglichkeiten hingegen aber bereits eine vorgelagerte Messung (z.B. im Knoten Baumgarten) gibt, zu überdenken. Ziel dieser Evaluierungen der Konzepte ist die Kosten des Projekts zu senken und damit die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

Um eine mit dem angrenzenden FNB koordinierte und gebündelte Vermarktung der durch das Projekt GCA 2015/05 zu schaffenden neuen Kapazitäten im Zuge der Jahresauktionen 2017, die dem Entwurf zur Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen bezüglich „Incremental Capacities“ sowie dem Entwurf des Netzkodex zu Regeln für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen entsprechen soll, zu ermöglichen, ist vor der Vermarktung vom Vorstand der E-Control eine entsprechende Kostenentscheidung zu treffen. Auf deren Basis werden Entgelte durch die Regulierungskommission festzulegen sein. Dadurch soll eine rechtzeitige Information der Marktteilnehmer über die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die zusätzlichen Kapazitäten gewährleistet werden. Die Plankosten für das Projekt GCA 2015/05 werden daher einer detaillierten Überprüfung im Rahmen des Kostenverfahrens unterzogen.

Projekt GCA 2015/07b:

Um die zwischen Verteilergebiet und Fernleitung im Winter 2014/2015 auftretenden Engpässe zu beheben, wurden im Rahmen des letztjährigen KNEP in Koordination der FNB mit dem VGM das Projekt GCA 2015/07b „Mehrbedarf Verteilergebiet +“, entwickelt und von der Behörde genehmigt. Durch das Projekt GCA 2015/07b werden zusätzlich FZK-Entrykapazitäten am virtuellen Handlungspunkt – vom Verteilergebiet in die Fernleitung – in der Höhe von 600.000 Nm³/h (0°C) geschaffen. Das Projekt findet seine Entsprechung im korrespondierenden „Projekt 2012/03 Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ der Langfristigen Planung.

In den vergangenen Jahren wurden die Speicherkapazitäten, die an das Verteilergebiet angeschlossen sind, massiv erhöht. Um diese Netzanschlüsse zu ermöglichen, wurden im Rahmen der Langfristigen Planung eine Reihe von Projekten umgesetzt. Im Winter 2014/2015 ist es aufgrund der erhöhten Speichernutzung vermehrt zu Situationen gekommen, in denen (abgesehen von den Engpässen innerhalb des Verteilergebiets, die im Rahmen der Langfristigen Planung behandelt werden) 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 AGGM aus der Langfristigen Planung 2015 folgend, kam es an zwölf Tagen zu Einschränkungen der Nominierungen, wobei nach Angaben der Speicherunternehmen und Speicherkunden Nominierungen in vielen Fällen bereits vorab reduziert wurden, um operativen Einkürzungen der Nominierungen zuvor zu kommen. Es ist zu betonen, 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 Winters 2014/2015 gefährdet.

Im Winter 2015/2016 kam es zu keinen Engpasssituationen. Dennoch erscheint es weiterhin erforderlich, die Qualität der Anbindung des Verteilergebiets und damit der Speicher an das

Fernleitungsnetz zu verbessern um die Versorgung der Endkunden gewährleisten zu können.

Bereits im letzten Jahr wurden zum einen entsprechende Projekte im Verteilernetz, die in der Vergangenheit mit einer Ausbauschwelle versehen waren, mit der Genehmigung der Langfristigen Planung 2015 mit einer unbedingten Ausbaupflichtung versehen und andererseits Projekte im Fernleitungsnetz genehmigt. Dies einerseits im Sinne der Versorgungssicherheit, andererseits um den Zugang der massiv gestiegenen Speicherkapazitäten zum Virtuellen Handlungspunkt zu verbessern, damit auch in Hochlastzeiten die österreichischen Speicher als entsprechende Liquiditätsquelle zur Verfügung stehen. Darüber hinaus wird durch die Ausbaumaßnahmen auch der zusätzliche Anschluss des Speichers Haidach an das Verteilergebiet möglich. Aus der Darstellung in der Langfristigen Planung 2015 ist ableitbar, dass lediglich die Ausbaupflichtung des Projekts GCA 2015/07b gewährleistet hätte, dass die Nominierungen des Winters 2014/2015 im höchstmöglichen Ausmaß bewältigt hätten werden können.

Aufgrund von technischen Optimierungen und damit einhergehenden Veränderungen bei den ökonomischen Daten sowie einer verbesserten Abstimmung der Bauarbeiten am Knotenpunkt Baumgarten wurde eine Abänderung des Fertigstellungsdatums für das Projekt GCA 2015/07b beantragt. Darüber hinaus wurde von TAG das Projekt TAG 2016/02 eingebracht das in direktem Zusammenhang mit diesem Projekt steht.

Die nun zur Genehmigung eingereichte Abänderung hinsichtlich des Fertigstellungstermins des Projekts GCA 2015/07b ist aus Sicht der Behörde nur schwer nachzuvollziehen da die beiden FNB, der MGM sowie der VGM bereits seit Winter 2014/15 gemeinsam an einem technischen Lösungskonzept für die vorliegende Engpasssituation gearbeitet haben, dieses den betroffenen Marktteilnehmern und der Behörde in mehreren Besprechungen vorgestellt haben und in weiterer Folge im Rahmen des KNEP 2015 und der LFP 2015 zur Genehmigung der Behörde vorgelegt haben.

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens für den KNEP 2016 hat GCA der Behörde nachgewiesen, dass das Kapazitätsszenario für den KNEP 2017 – 2026 und die damit einhergehende Projektierung sowie Koordination auf Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber eine Aktualisierung des Fertigstellungsdatums erfordert. Das 2015 genehmigte Projekt GCA 2015/07b enthält nicht die erforderlichen Maßnahmen um die Engpassproblematik nachhaltig zu lösen, weshalb eine Änderung des technischen Konzepts notwendig wurde und somit die Zeitverzögerung gerechtfertigt erscheint, um eine kosteneffiziente Umsetzung der Projekte im KNEP 2016 zu gewährleisten. Durch das aktualisierte Projekt werden u.A. Wartungsfenster reduziert, damit kurz- und langfristig eine hohe Verfügbarkeit der Kapazitäten sichergestellt ist. Eine Verkürzung der Umsetzungsdauer würde das Risiko von Unterbrechungen in den Wintermonaten 2016/2017 erhöhen und mit höheren Kosten verbunden sein. Darüber hinaus wird die Transportsituation von PVS 2 → PVS1 bereits durch die Umsetzung der Projekte GCA 2015/09 „Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten“ und TAG 2015/01 „Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung mit Q3 2016

für den Winter 2016/2017 maßgeblich verbessert. Beide Projekte tragen wesentlich zur Verbesserung der Qualität von bestehenden Kapazitäten sowie zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei. Durch diese beiden Projekte wird die Austausch- bzw. Verbindungskapazität zwischen den beiden Systemen innerhalb der Station Baumgarten erhöht und eine Optimierung der Flexibilisierung des Knotens Baumgarten erreicht. Zusätzlich werden neue, verbesserte Fahrwege geschaffen und die Abhängigkeiten von ausländischen FNB reduziert. Das nun abgeändert vorliegende Projekt GCA 2015/07b in Verbindung mit dem Projekt TAG 2016/02 kann eine weitere signifikante und nachhaltige Verbesserung der Engpassproblematik gewährleisten.

Es ist festzuhalten, dass die beiden FNB, der MGM sowie der VGM zur generellen Kooperation und im Speziellen zur Koordination und Abstimmung im Rahmen der Erarbeitung des KNEP und der LFP angehalten sind und von Seiten der Behörde dazu auch explizit aufgefordert wurden. Seit Jänner 2016 arbeiten die beiden FNB, der MGM sowie der VGM an der Netzausbauplanung Gas 2016. Im Mai 2016 und im Juni 2016 haben Abstimmungen zu den adaptierten Projektierungen des betroffenen Projekts in Besprechungen mit den FNB und dem VGM stattgefunden. Die Öffentlichkeit und die Bedarfsträger wurden im Rahmen der Konsultationsveranstaltung erstmals am 29.06.2016 über den aktualisierten Zeitplan informiert.

In diesem Zusammenhang ist auf die gem. § 14 Abs. 1 Z 8, § 19 Abs. 1 sowie § 63 Abs. 1. GWG 2011 bestehenden Kooperationspflichten der FNB, MGM und VGM hinzuweisen, deren Nichteinhaltung eine Verwaltungsübertretung darstellt (§ 159 Abs. 2 Z 3 GWG 2011). Die Kooperation bei der Erarbeitung des Projektes GCA 2015/07b ist aus Sicht der Behörde bislang verbesserungswürdig. Die Behörde begrüßt daher die Ausführungen der FNB dahingehend, dass künftig insbesondere die Bedarfsträger im Falle einer zeitlichen Verschiebung eines Projekts umgehend informiert und der gesamte Kommunikationsprozess in Zusammenhang mit der Netzentwicklungsplanung transparenter gestaltet wird.

Die umgehende Umsetzung und frühestmögliche Fertigstellung des Projektes GCA 2015/07b, des in Verbindung stehenden Projektes TAG 2016/02 sowie der korrespondierenden Projekte im Rahmen der Langfristigen Planung 2016, ist von zentraler Bedeutung für den österreichischen Gasmarkt.

Die Abänderung des Projektes GCA 2015/07b wird daher genehmigt und ist spätestens bis zu dem im Projektblatt angegebenen Zeitpunkt umzusetzen.

Projekt GCA 2016/03:

Am Exit Punkt Murfeld ist die technisch verfügbare Kapazität mit 419.000 Nm³/h (0°C) begrenzt, am Entry Punkt Murfeld existiert derzeit keine technisch anwendbare Kapazität; Transporte sind nur auf unterbrechbarer virtueller Basis möglich. Das Projekt GCA 2016/03 „Entry/Exit Murfeld Entry Arnoldstein“ schafft die angefragten Kapazitäten am Punkt Murfeld und berücksichtigt zusätzlich auch die Konkurrenzsituation des Entry Murfeld zu dem Entry Arnoldstein. Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Projekt TAG 2016/01.

Das Projekt GCA 2016/03 wird daher genehmigt und ist umzusetzen, wenn die dem Punkt Murfeld zuzuordnenden Kosten durch entsprechende verbindliche Buchungen gedeckt werden.

Die beiden FNB konnten, in den der Behörde vorliegenden Unterlagen, die technische Notwendigkeit, Angemessenheit sowie die Wirtschaftlichkeit der Investitionen dem Grunde nach nachweisen. Hinsichtlich der vorliegenden technischen Konzepte und den damit einhergehenden prognostizierten Investitionskosten ist allerdings anzumerken, dass für diese Konzepte, aufgrund der frühen Projektphase, z.B. noch keine Optimierungsvarianten innerhalb des Marktgebietes oder grenzüberschreitende Optimierungsvarianten analysiert wurden. Eine Weiterentwicklung der technischen Konzepte ist aus Sicht der Behörde unumgänglich, um die Vermarktbarkeit der Projekte und damit die Wirtschaftlichkeit der beiden Projekte zu verbessern. Um die in Spruchpunkt 2.a. geforderte Optimierung der geplanten Maßnahmen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Effizienz durchzuführen, ist das vorgeschlagene Kompressorkonzept in Kooperation der beiden FNB zu optimieren. Hierbei ist eine das gesamte Marktgebiet betrachtende – FNB übergreifende – Betrachtungsweise heranzuziehen. Die Analyse muss auch mögliche grenzüberschreitende Optimierungsvarianten erfassen. Aus Sicht der Behörde erscheint eine grenzüberschreitende Kooperation gerade für den Punkt Murfeld aufgrund der bereits existierenden Verdichterstation in Slowenien vielversprechend.

Darüber hinaus ist das Messkonzept hinsichtlich der Notwendigkeit von Messungen, wenn es keine vorgelagerten Ausspeisemöglichkeiten gibt, zu überdenken. Ziel dieser Evaluierungen der Konzepte ist es die Kosten der Projekte zu senken und damit die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

Um eine mit dem angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber koordinierte und gebündelte Vermarktung der durch das Projekt GCA 2016/03 zu schaffenden neuen Kapazitäten im Zuge der Jahresauktionen 2017 über die Plattform Prisma, die dem Entwurf zur Ergänzung der VO (EU) Nr. 984/2013 bezüglich „Incremental Capacities“ sowie dem Entwurf des Netzkodex zu Regeln für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen entsprechen soll, zu ermöglichen, ist davor vom Vorstand der E-Control eine entsprechende Kostenentscheidung zu treffen, auf deren Basis Entgelte durch die Regulierungskommission festzulegen sein werden.

Projekt GCA 2015/09 und TAG 2015/01:

Das Projekt GCA 2015/09 „Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten“ beinhaltet eine Reihe von Einzelprojekten zur Ertüchtigung des Knotens Baumgarten. Das Projekt ist komplementär zu Projekt TAG 2015/01 „Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung“. Zwischen GCA und TAG wurde vereinbart, das Projekt „netzbetreiberscharf“ abzuwickeln. Sowohl das GCA- als auch das TAG-Projekt beziehen sich jeweils auf Anlagenteile, die sich im Eigentum des jeweiligen FNB befinden. Die Adaptierungen am Knoten Baumgarten wurden aufgrund geänderter Gasflüsse bzw. geänderter Marktanforderungen, die sich im Winterhalbjahr 2014/15 manifestiert haben, erforderlich. Beide Projekte tragen wesentlich zur

Verbesserung der Qualität von bestehenden Kapazitäten sowie zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei. Durch die beiden Projekte wird die Austausch- bzw. Verbindungskapazität zwischen dem GCA- und TAG-System innerhalb der Station Baumgarten erhöht und eine Optimierung der Flexibilisierung des Knotens Baumgarten erreicht. Zusätzlich werden neue, verbesserte Fahrwege geschaffen und die Abhängigkeiten von ausländischen FNB reduziert. Für beide Projekte wurde eine Abänderung hinsichtlich geplanter Fertigstellung beantragt.

Die beiden Projekte GCA 2015/09 und TAG 2015/01 werden antragsgemäß genehmigt und sind spätestens bis zu den in den Projektblättern angegebenen Zeitpunkten umzusetzen.

Projekte GCA 2015/10, TAG 2016/01, TAG 2016/02:

Im Bescheid V KNEP G 1/15 vom 27.10.2015 wurde den FNB in Hinblick auf die Sicherstellung der Versorgungssicherheit unter Spruchpunkt 2c die Auflage erteilt, dass unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit der höchstmögliche, aber jedenfalls ein Ausweis von 1.000.000 Nm³/h frei zuordenbarer Kapazität am Entry Punkt Arnoldstein, der nicht zu anderen Entrykapazitäten im Marktgebiet in Konkurrenz steht, ermöglicht werden soll.

Die beiden FNB haben daher gemeinsam Projekte entwickelt, die diese Auflage erfüllen.

Mit der Abänderung des Projektes GCA 2015/10 „Entry Arnoldstein“ bzw. GCA 2016/03 „Entry/Exit Murfeld Entry Arnoldstein“, TAG 2016/01 „TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf“ und TAG 2016/02 „AZ1 additional entry and connection with BOP 13“ sind die FNB dieser Auflage nachgekommen. Auch diese Projekte wurden netzbetreiberscharf entwickelt; sowohl die GCA- als auch die TAG-Projekte beziehen sich jeweils auf Anlagenteile, die sich im Eigentum des jeweiligen FNB befinden. Zu den TAG Projekten ist auszuführen, dass diese Projekte jeweils auch Elemente enthalten, die Voraussetzung für die Umsetzung des Entry Murfeld (GCA 2016/03) sind, da der Reverse Flow aus Murfeld in einer Regelfahrweise und ohne manuelle Steuerungstätigkeiten nur darstellbar ist, wenn eines dieser Projekte umgesetzt wird.

Da diese Kapazitäten neben dem Versorgungssicherheitsaspekt aufgrund potenzieller neuer Gasquellen aus Italien bzw. dem „Trans Adriatic Pipeline“ (TAP) Projekt (PCI 7.1.3) auch kommerzielle Bedeutung erlangen könnten, sind dieser Projekte für das österreichische Marktgebiet von Interesse. Darüber hinaus sind die Mehrkosten, die durch eine Umsetzung des Projekts GCA 2015/10 entstehen, angesichts der dadurch geschaffenen Kapazität, relativ gering. Jedenfalls wäre eine nachträgliche Erweiterung wesentlich aufwändiger.

Die Projekte TAG 2015/02 und TAG 2016/02 sind hinsichtlich der Zielsetzung der Projekte prinzipiell ähnlich gestaltet, wobei im Rahmen des Projekts TAG 2016/02 zusätzliche technische Optimierungen hinsichtlich der Behebung des Engpasses zwischen Verteilergebiet und Fernleitung (siehe auch Ausführungen zu GCA 2015/07b) durchgeführt werden sollen. Das Projekt TAG 2016/02 dient zusätzlich auch einem potenziellen Ausbau des Entry Punkts Überackern (GCA 2015/02a) sowie dem Projekt GCA 2016/02 „Oberkappel

N4G Interkonnektor“. Daher ist das Projekt TAG 2016/02 dem Projekt TAG 2015/02 vorzuziehen und letzteres wurde von TAG zurückgezogen.

Das Projekt TAG 2016/01 betrifft die erforderlichen Maßnahmen um einen automatisierten bidirektionalen Betrieb der Kompressorstation Weitendorf zu ermöglichen.

Die Projekte GCA 2015/10, TAG 2016/01 und TAG 2016/02 werden daher genehmigt und sind spätestens bis zu den in den Projektblättern angegebenen Zeitpunkten umzusetzen. Die durch diese Projekte geschaffene frei zuordenbare Einspeisekapazität am Entry Punkt Arnoldstein wird in der mit dem angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber koordinierten und gebündelten Jahresauktionen 2017 über die Plattform Prisma zu vermarkten sein.

Projekt TAG 2016/03:

Aufgrund der Diskussionen rund um den Entry Arnoldstein hat TAG zusätzlich das Projekt TAG 2016/03 „Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2)“ entwickelt. Das Ziel dieses Projekts ist es einen physikalischen Reverse Flow des TAG Systems in Richtung des slowakischen Netzes zu ermöglichen. Damit wird ein Beitrag zur Versorgungssicherheit in der Region geleistet. Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Projekt TAG 2016/01.

Der FNB konnte, in den der Behörde vorliegenden Unterlagen, die technische Notwendigkeit, Angemessenheit sowie die Wirtschaftlichkeit der Investitionen dem Grunde nach nachweisen. Um eine mit dem angrenzenden FNB koordinierte und gebündelte Vermarktung der durch das Projekt TAG 2016/03 zu schaffenden neuen Kapazitäten im Zuge der Jahresauktionen 2017 über die Plattform Prisma, die dem Entwurf zur Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen bezüglich „Incremental Capacities“ sowie dem Entwurf des Netzkodex zu Regeln für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen entsprechen soll, zu ermöglichen, ist davor vom Vorstand der E-Control eine entsprechende Kostenentscheidung zu treffen. Auf deren Basis werden Entgelte durch die Regulierungskommission festzulegen sein. Dadurch soll eine rechtzeitige Information der Marktteilnehmer über die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die zusätzlichen Kapazitäten gewährleistet werden. Die Plankosten für das Projekt TAG 2016/03 werden daher einer detaillierten Überprüfung im Rahmen des Kostenverfahrens unterzogen.

Die Genehmigung wird außerdem unter der Auflage erteilt, dass die durch die technischen Maßnahmen generierten Verbindungskapazitäten zwischen den Systemen der beiden FNB im Knoten Baumgarten der Behörde bis 1.12.2016 übermittelt werden, um die technischen Potenziale im Knoten Baumgarten für die Behörde besser nachvollziehbar zu machen.

Das Projekt TAG 2016/03 wird unter dieser Auflage (vgl. Spruchpunkt 2.b.) genehmigt und ist umzusetzen, wenn die dem Punkt Baumgarten zuzuordnenden Kosten durch entsprechende verbindliche Buchungen gedeckt werden.

Projekte GCA 2016/01 und TAG 2016/06:

Im Rahmen der unverbindlichen Kapazitätseinmeldungen hat sich ein zusätzlicher Bedarf an neu zu schaffenden Entry Punkt Reintal ergeben. Im Zuge der Übermittlung des Bedarfes wurde ausdrücklich der Verlagerungswunsch von bestehenden Baumgarten Entry Kapazitäten nach Reintal kommuniziert. Das Projekt GCA 2016/01 „Baumgarten Brezlav Interconnector“ soll erstmalig physische Entry und Exit Kapazitäten auf frei zuordenbarer Basis zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Marktgebiet schaffen. Darüber hinaus handelt es sich bei diesem Projekt um eine Verbindung, die Ihren Ausgang im Netz der GASCADE in Deutschland hat. Die drei betroffenen FNB haben die FNB-individuellen Projekte aufeinander abgestimmt. Im österreichischen Marktgebiet wurde eine entsprechende Abstimmung ebenfalls mit TAG durchgeführt und das Projekt TAG 2016/06 entwickelt. Dieses Projekt hat zum Ziel die neu zu schaffenden feste Kapazitäten am Punkt Reintal auch an den anderen Punkten des Marktgebiets Ost abzubilden.

Aufgrund der Tatsache, dass bereits ein abgestimmter Zeitplan und ein Vermarktungskonzept vorliegen sind die beiden Projekte GCA 2016/01 und TAG 2016/06 antragsgemäß zu genehmigen.

Die beiden FNB konnten, in den der Behörde vorliegenden Unterlagen, die technische Notwendigkeit, Angemessenheit sowie die Wirtschaftlichkeit der Investitionen dem Grunde nach nachweisen. Hinsichtlich der vorliegenden technischen Konzepte und den damit einhergehenden prognostizierten Investitionskosten ist allerdings anzumerken, dass für diese Konzepte, aufgrund der frühen Projektphase, z.B. noch keine Optimierungsvarianten innerhalb des Marktgebietes oder grenzüberschreitende Optimierungsvarianten analysiert wurden. Eine Weiterentwicklung der technischen Konzepte ist aus Sicht der Behörde unumgänglich um die Vermarktbarkeit der Projekte und damit die Wirtschaftlichkeit der beiden Projekte zu verbessern. Um die in Spruchpunkt 2.a. geforderte Optimierung der geplanten Maßnahmen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Effizienz durchzuführen ist das vorgeschlagene Kompressorkonzept für den Reverse Flow in Kooperation der beiden FNB zu optimieren. Hierbei ist eine gesamte Marktgebiet betrachtende – FNB übergreifende – Betrachtungsweise heranzuziehen. Die Analyse muss auch mögliche grenzüberschreitende Optimierungsvarianten analysieren. Darüber hinaus ist das Messkonzept hinsichtlich der Notwendigkeit von Messungen wenn es keine vorgelagerten Ausspeisemöglichkeiten hingegen aber bereits eine vorgelagerte Messung (z.B. im Knoten Baumgarten) gibt, zu überdenken. Ziel dieser Evaluierungen der Konzepte ist es die Kosten der Projekte zu senken und damit die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

Um eine mit dem angrenzenden FNB koordinierte und gebündelte Vermarktung der durch das Projekt GCA 2016/01 zu schaffenden neuen Kapazitäten im Zuge der Jahresauktionen 2017 über die Plattform Prisma, die dem Entwurf zur Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen bezüglich „Incremental Capacities“ sowie dem Entwurf des Netzkodex zu Regeln für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen entsprechen soll, zu ermöglichen,

ist davor vom Vorstand der E-Control eine entsprechende Kostenentscheidung zu treffen. Auf deren Basis werden Entgelte durch die Regulierungskommission festzulegen sein. Dadurch soll eine rechtzeitige Information der Marktteilnehmer über die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die zusätzlichen Kapazitäten gewährleistet werden. Die Plankosten für das Projekt GCA 2016/01 werden daher einer detaillierten Überprüfung im Rahmen des Kostenverfahrens unterzogen. Die Projekte sind umzusetzen, wenn die dem Punkt Reintal zuzuordnenden Kosten durch entsprechende verbindliche Buchungen gedeckt werden.

Projekte GCA 2016/02

Net4Gas, s.r.o. der tschechische FNB, hat im Rahmen der Projektdatenerhebung das Projekt „Connection to Oberkappel“ an die GCA übermittelt. Im Gegensatz zum Vorjahr wurde eine konkrete Kapazität und ein Zeitplan mitgeteilt, was es GCA ermöglicht hat ein korrespondierendes Projekt zu entwickeln. Dieses Projekt beruht nicht auf Kapazitätsbedarfsmeldungen. Das Projekt GCA 2016/02 „Oberkappel-N4G Interkonnektor“ soll das tschechische Fernleitungsnetz über den neu zu schaffenden Punkt Diendorf mit dem WAG System nahe Oberkappel verbinden. Aufgrund der noch rudimentären Planung wird das Projekt GCA 2016/02 antragsgemäß als Planungsprojekt genehmigt.

Das Projekt befindet sich in einer sehr frühen Projektphase. In der derzeitigen Ausgestaltung – hinsichtlich des technischen Konzepts und den einhergehenden Kosten sowie des Vermarktungskonzeptes - erscheint eine positive Wirtschaftlichkeitsbeurteilung des Projektes im Rahmen einer Vermarktung unwahrscheinlich.

Hinsichtlich des vorliegenden technischen Konzeptes und den damit einhergehenden prognostizierten Investitionskosten ist anzumerken, dass für dieses Konzept, aufgrund der frühen Projektphase, z.B. noch keine Optimierungsvarianten innerhalb des Marktgebietes oder grenzüberschreitende Optimierungsvarianten analysiert wurden. Eine Weiterentwicklung des technischen Konzeptes ist aus Sicht der Behörde unumgänglich um die Vermarktbarkeit des Projektes und damit die Wirtschaftlichkeit des gesamten Projektes zu verbessern. Um eine Optimierung der geplanten Maßnahmen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Effizienz durchzuführen, sollte das vorgeschlagene Projekt einer generellen Evaluierung unterzogen und das Kompressorkonzept für den Reverse Flow in Kooperation der beiden FNB optimiert werden. Ziel einer solchen Evaluierung der Konzepte ist es die Kosten der Projekte zu senken und damit die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

Projekte GCA 2016/E1, GCA 2016/E2, GCA 2016/E3, GCA 2016/E4, GCA 2016/E5, GCA 2016/E6 sowie TAG 2016/07, TAG 2016/08, TAG 2016/09, TAG 2016/10, TAG 2016/11, TAG 2016/12:

Abschließend reichen die beiden FNB Ersatzinvestitionen ein und stellen in vertraulichen Beilagen die Ersatzinvestitionen näher dar. Dem Zweck des KNEP entsprechend sind auch Ersatzinvestitionen, die wichtige Infrastrukturen iSd § 63 Abs. 3 Z 1 GWG 2011 betreffen, in den KNEP aufzunehmen. Außerdem soll gem. § 63 Abs. 8 GWG 21011 der KNEP 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 Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher sowie die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (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.

Die beiden FNB konnten, in den der Behörde vorliegenden Unterlagen, die technische Notwendigkeit, Angemessenheit sowie die Wirtschaftlichkeit der Investitionen dem Grunde nach nachweisen. Diese Projekte werden daher antragsgemäß genehmigt und sind spätestens bis zu den in den Projektblättern angegebenen Zeitpunkten umzusetzen.

In diesem Zusammenhang wurde der MGM bereits im Bescheid, V KNEP G 1/14 vom 2.12.2014, dazu aufgefordert, in Zusammenarbeit mit den FNB im KNEP darzustellen, welchen Effekt das derzeitige Ausmaß an vorhandenen elektrisch betriebenen Verdichtern auf die Versorgungssicherheit hat. Darüber hinaus wurden die FNB aufgefordert, wesentliche Ersatzinvestitionen, wie insbesondere den Tausch von Verdichtereinheiten oder den Umstieg von Gas- auf Elektroverdichter, im KNEP als Projekte aufzunehmen, damit die Behörde die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit bewerten kann. Dieser Aufforderung sind der MGM und die FNB zum Teil nachgekommen. Zum einen wurde in der Einleitung das Verhältnis von Elektrokompessor- (47 %) zu Gaskompessorleistung (53 %) im österreichischen Fernleitungsnetz angeführt. Die Bewertung hinsichtlich der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit ist ausschließlich vergangenheitsorientiert und daher verbesserungsfähig.

Dementsprechend wird der KNEP unter der Auflage (Spruchpunkt 2.c.) genehmigt, dass der Marktgebietsmanager in Kooperation mit den beiden FNB eine Analyse der Auswirkungen des Verhältnisses von Elektrokompessorleistung zu Gaskompessorleistung auf die Versorgungssicherheit des österreichischen Marktes erstellt, um eine diesbezügliche Beurteilung und Prognose zu ermöglichen. Die Ergebnisse dieser Überlegungen sollen im KNEP 2017 veröffentlicht werden, um für die Zukunft die Transparenz und Nachvollziehbarkeit des KNEP zu erhöhen.

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 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 wird für sämtliche Projekte von der Behörde im Rahmen der Kostenprüfung durchgeführt, wenn Kosten angefallen sind und entsprechende Unterlagen vorliegen.

Erarbeitung des KNEP sowie Abstimmung zwischen FNB, VGM, MGM und angrenzenden NB:

Allgemein ist auszuführen, dass bei der Gestaltung des KNEP 2017-2026 im Verhältnis zum Vorjahresdokument zwar wieder Fortschritte zu erkennen sind und die Netzausbauplanung transparenter dargestellt wird. Allerdings finden sich auch im diesjährigen KNEP – trotz einer entsprechenden Aufforderung durch die Behörde – keine Lastflussszenarien für die Netzkopplungspunkte, die das österreichische Fernleitungsnetz mit anderen Fernleitungsnetzen und Verteilernetzen verbinden und für Übergabepunkte zu Speicheranlagen, die aufgrund ihrer Anschlusssituation auch grenzüberschreitend genutzt werden können. Auch wurden keine Engpassindikatoren für die erwähnten Punkte dargestellt und in die gemäß § 63 Abs 5 GWG 2011 getroffenen Annahmen einbezogen. Die FNB werden daher erneut aufgefordert, dem nächsten KNEP für jeden der genannten Punkte aktuelle und erwartete Lastflüsse im Rahmen einer Lastflusssimulationen gemäß § 34 Abs. 2 GWG 2011 anhand der jeweils technisch verfügbaren und der gebuchten Kapazität zugrunde zu legen sowie weiters Engpassindikatoren, die zumindest die in Anhang 1 Punkt 3.3. Abs 1 lit h – k VO (EG) Nr. 715/2009 angeführten Daten umfassen, darzustellen.

Die Abstimmung hinsichtlich des Kapazitätsbedarfs in Bezug auf konkrete Projekte mit den angrenzenden Netzbetreibern hat sich im Vergleich zu den Vorjahren verbessert, erscheint allerdings ebenfalls noch immer verbesserungswürdig. In diesem Zusammenhang ist explizit darauf hinzuweisen, dass dies nicht nur eine Verpflichtung für österreichische FNB ist sondern eine Vorgabe ist die direkt aus dem EU-Recht (Artikel 6 der VO (EU) 984/2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen) ableitbar ist. Die FNB werden daher aufgefordert, diese Abstimmung weiter zu verbessern, damit die erforderlichen Entscheidungsgrundlagen für die Genehmigung des KNEP rechtzeitig und in einem ausreichenden Detaillierungsgrad vorliegen.

Für eine angemessene und konsistente Netzentwicklungsplanung ist im Übrigen eine integrierte Betrachtungsweise des gesamten Netzes im Marktgebiet Ost erforderlich. Eine isolierte Betrachtung der einzelnen Punkte und Projekte ist nicht ausreichend. Die einzelnen Projekte haben wechselseitige Auswirkungen auf die Kapazitäten an anderen Punkten. Der Planung von Projekten muss eine integrierte Sichtweise zugrunde gelegt werden und es müssen kapazitäts- und lastflussrelevante Auswirkungen eines Projekts auch auf andere Netzbetreiber sowie insb. auf die Übergabekapazitäten in beiden Flussrichtungen zwischen den Netzbetreibern berücksichtigt werden. Bei einer isolierten Betrachtung von Projekten besteht die Gefahr, dass Synergiepotentiale übersehen und optimierte Lösungen nicht erkannt werden. Diese Zielrichtung ist auch aus dem bereits erwähnten § 34 GWG 2011 abzuleiten, der den Marktgebietsmanager, die Fernleitungsnetzbetreiber sowie den Verteilergebietsmanager verpflichtet, in möglichst hohem Umfang aufeinander abgestimmte Kapazitäten in den miteinander verbundenen Netzen ausweisen zu können und vorgibt, dass die erforderlichen Berechnungen der Kapazitäten auf Basis von Lastflusssimulationen nach dem Stand der Technik erfolgen. Insbesondere wenn Projekte konkurrieren und sich auf die

Kapazitäten des jeweils anderen Projekts auswirken, beeinflusst dies die Kostenzuteilung zu den einzelnen Projekten. Im heurigen KNEP 2017-2026 wurde erstmalig eine verbesserte Kooperation und Koordination der österreichischen FNB abgebildet. Hinsichtlich der besonderen Situation im Knoten Baumgarten, in dem sämtliche Leitungssystem der GCA und TAG sowie des Verteilergebiets zusammentreffen ist zu beachten, dass Projekte zukunftsorientiert geplant und umgesetzt werden, damit vermieden werden kann, dass selbst bei geringfügigen Erhöhungen von Kapazitätsbedarfen zwischen den Systemen die geschaffenen Kapazitätsgrenzen neuerlich überschritten werden.

Zu den im Rahmen der Begutachtung durch die Behörde eingelangten Stellungnahmen:

Das BMF bemerkt in seiner Stellungnahme, dass für einige Projekte, die sich bereits in Umsetzung befänden keine Investitionskostenbasis feststehen und die Kostenschätzung mit einer Genauigkeit von +/- 25 % angegeben würde. Hierzu ist festzuhalten, dass die Angabe von Investitionskosten in den Bereich der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse fällt und daher nicht veröffentlicht werden muss. Die FNB übermitteln der Behörde zum einen eine Version des KNEP ohne Ausblendung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und zum anderen detaillierte vertrauliche Beilagen, die das technische Konzept sowie Kostenschätzungen beinhalten. Bezüglich der Genauigkeit der Kostenschätzungen ist anzuführen, dass diese auch aus Sicht der Behörde für Projekte die bereits in Umsetzung sind und deren Fertigstellung in Bälde geplant ist, unter der angegebenen Genauigkeit zu liegen hat. Die FNB wurden daher bereits vor Einreichung des KNEP aufgefordert diese Ungenauigkeiten zu reduzieren. Allerdings kann es bei Investitionen in (bestehenden) erdgebundenen Leitungssystemen auch bei sorgfältigster Planung im Zuge der Durchführung der tatsächlichen Baumaßnahmen zu unvorhergesehenen Situationen kommen, die Auswirkungen auf die Kosten haben. Um diesem Spezifikum Rechnung zu tragen sowie der Tatsache, dass die im Rahmen des KNEP genehmigten Projekte zumeist in einer frühen Projektphase sind, wird von der Behörde bei der ex ante Genehmigung von Projekten im Rahmen des KNEP eine Genauigkeit von +/- 25 % als gerade noch plausible angesehen. Im Fall von Projekten die bereits in Umsetzung sind ist allerdings eine Kostenschätzung mit größerer Genauigkeit erforderlich. Es ist darauf hinzuweisen, dass es im Fall von GCA zu einem Fehler in der Darstellung gekommen ist, welcher in der finalen Version des KNEP korrigiert wurde. Die Kostenschätzung der GCA beinhaltet für Projekte in Umsetzung +/- 10%. Die beiden FNB wurden trotzdem von der Behörde aufgefordert die Schätzungen zu aktualisieren und künftig mit geringeren Ungenauigkeiten zur Genehmigung einzureichen. Eine abschließende Beurteilung nimmt die Behörde nach erfolgter Investition im Zuge der Kostenermittlung nach § 69 GWG 2011 vor.

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 GCA 2015/07b 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 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, dass das nun abgeändert vorliegende Projekt GCA 2015/07b in Verbindung mit dem Projekt TAG 2016/01 eine signifikante und nachhaltige Verbesserung der Engpassproblematik gewährleisten kann.

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 nachweisen.

Hierzu ist auszuführen, dass sich VGM, MGM sowie die FNB seit Jänner 2015 mehreren Besprechungen betreffend die Erarbeitung der Netzausbauplanung gas 2016 sowie 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 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. Aus Sicht der Behörde spricht nichts dagegen aggregierte Investitionssummen von regulierten Unternehmen zu veröffentlichen, allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass diese Investitionskosten nicht unbedingt tatsächlich anfallen müssen. Es handelt sich um Investitionen die im Rahmen von Incremental Auctions dem Markt angeboten werden. Die Marktnachfrage entscheidet ob Investitionen tatsächlich getätigt werden. E-Control nimmt die Anregung der BAK auf und veröffentlicht im Rahmen dieses Bescheides erstmalig die aggregierte Investitionssumme.

Die BAK regt Risikobewertungen im Rahmen des KNEP, nach Vorbild der LFP, einzuführen an. Die Behörde weist darauf hin, dass in den vertraulichen Projektinformationen die E-Control vorliegen detaillierte Risikobewertungen je Projekt enthalten sind. Die Anregung der BAK diese auch zu veröffentlichen wurde mit den FNB hinsichtlich Vertraulichkeitsinteressen diskutiert. Im Rahmen des KNEP 2017 werden Risikobewertungen von beiden FNB veröffentlicht werden. 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 KNEP 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.

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. Skeptisch äußert sich die LK vor dem Hintergrund des bestehenden Infrastrukturbestandes zur Genehmigung von Projekten, die keinen PCI Status haben. Sie spricht sich in diesem Zusammenhang vor allem gegen die Genehmigung neuer Projekte im Netzentwicklungsplan aus. Dem ist entgegenzuhalten, dass Projekte auch ohne PCI Status für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit iSd § 63 Abs. 4 GWG 2011 relevant sein können. Außerdem sind die Gründe für eine Einmeldung oder Aufnahme in die PCI Liste vielfältig und haben – im Gegensatz zum KNEP - nicht primär den Erhalt der österreichweiten Versorgungssicherheit als Zielsetzung. Der weitere Ausbau der Fernleitungsinfrastruktur stehe außerdem im Widerspruch zum gesellschaftlich und politisch gewünschtem Umstieg auf erneuerbare Energieträger und der Erhöhung der regionalen Versorgung mit Energie bei gleichzeitiger Verringerung der Energieimportabhängigkeit. Dazu ist festzuhalten, dass aufgrund der derzeitigen energiewirtschaftlichen Gegebenheit auf Gas nicht verzichtet werden kann. Dies erfordert einen den Bedürfnissen der Marktteilnehmer entsprechenden Ausbau der Infrastruktur, um Versorgungsengpässe zu verhindern. Zu den Projekten GCA 2015/02, GCA 2015/02a und GCA 2016/02 merkt die LK an, dass verbindliche Buchungen fehlen würden, weshalb eine Genehmigung allenfalls als Konzeptionsprojekt oder Projektstudie sinnvoll sei. Dazu ist festzuhalten, dass das Projekt GCA 2016/02 lediglich als Planungsprojekt genehmigt wird. Das Projekt GCA 2015/02a wurden von GCA in den KNEP 2017-2026 eingemeldet, da sich aus der unverbindlichen Kapazitätsdatenerhebung der höhere Bedarf ergeben hat. Kapazitäten am Punkt Überackern wurden dabei in erster Linie von Speicherunternehmen nachgefragt, die eine maßgebliche Rolle für die Versorgungssicherheit spielen. Weiters ist darauf hinzuweisen, dass lediglich das Projekt GCA 2015/02a mit einer zusätzlichen Wirtschaftlichkeitsbedingung genehmigt wird, wohingegen das Projekt GCA 2015/02 von GCA zurückgezogen wurde. Ein Ausbau der Infrastruktur findet nur statt, wenn ausreichende langfristige Buchungen getätigt werden sollten. Weiters fordert die LK eine Verlängerung der Konsultation um vier Wochen. Hierzu

ist anzumerken, dass es sich bei der gegenständlichen Konsultation um die zweite Konsultation der Netzausbauplanungsinstrumente Gas in diesem Jahr handelt. 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.

Aufgrund der von AGGM im Rahmen der Konsultation vorgebrachten Anregung zur Ergänzung des Projektdatenblattes des Projekts GCA 2015/07b wurde GCA von der Behörde aufgefordert das Projektdatenblatt, vor finaler Einreichung, entsprechend abzuändern. In der finalen Version des KNEP 2017-2026 ist die entsprechende Ergänzung enthalten.

Zur Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie der geltenden PCI-Liste:

Der KNEP 2016 orientiert sich am TYNDP 2015, wobei dieser aufgrund der geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen – in concreto der Energieinfrastruktur-Verordnung (EU) Nr 347/2013 – ein weiteres Aufgabenspektrum umfasst als der KNEP. Generell ist die Kohärenz zwischen beiden Planungsinstrumenten, in Bezug auf die gelisteten Ausbaumaßnahmen, gegeben. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Angaben zu Entwicklung von Absatz und Aufbringung im TYNDP teilweise von jenen der LFP abweichen. Abweichungen sind durch die unterschiedlichen verwendeten Methodiken der Berechnung zu erklären. Diese sind aber nicht von signifikantem Ausmaß. 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. Aus Sicht der Behörde ist es erforderlich, dass die österreichischen Netzentwicklungspläne die Planungsannahmen abstimmen und entsprechend dokumentieren.

In Bezug auf die in den Anlagen des TYNDP angeführten Projekte – mit bzw. ohne finale Investitionsentscheidung – sowie die geltende PCI-Liste ist grundsätzlich eine Kohärenz mit den im KNEP genannten Projekten gegeben. Es ist darauf hinzuweisen, dass der TYNDP 2015 auf dem KNEP 2015-2024 basiert und, dass Projekte, die ohne finale Investitionsentscheidung im TYNDP 2015 bzw. als Planungsprojekte im KNEP 2014 gelistet sind, mitunter weiterentwickelt bzw. verworfen wurden. Im KNEP 2016 werden Einflüsse von geplanten oder in Umsetzung befindlichen europäischen Infrastrukturprojekten untersucht und allfällige Auswirkungen auf das österreichische Leitungsnetz bewertet, um die Übereinstimmung des KNEP mit den europäischen Planungsinstrumenten transparent darzustellen. Nichtsdestotrotz werden die FNB aufgefordert sich auch weiterhin gezielt mit

den Netzbetreibern in Nachbarstaaten sowie anderen relevanten Netzbetreibern hinsichtlich deren sowie der österreichischen Netzentwicklungsprojekte abzustimmen. Die Koordination sollte insbesondere in Bezug auf Projekte, die Auswirkungen auf das Marktgebiet Ost haben, verbessert werden.

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 E-Control 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 ersucht, die Eingabegebühr von EUR 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl Nr. 267/1957 idgF, und die Beilagengebühr von EUR 21,80 gemäß § 14 TP 5 Abs 1 Gebührengesetz, insgesamt **EUR 36,10** gemäß § 3 Abs 2 GebG auf das Gebührenkonto der E-Control bei **ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201** zu überweisen (§ 3 Abs 2 Gebührengesetz 1957 iVm GebG-ValV 2011, BGBl II 191/2011).

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

Wien, am 23.9.2016

Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M
Vorstandsmitglied



DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

Beilage: ./1 Koordinierter Netzentwicklungsplan 2016 (Planungszeitraum 2017-2026)

Ergeht als Bescheid an:

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

2. TAG Trans Austria Gasleitung GmbH
Geschäftsführung
Wiedner Hauptstraße 120-124
1050 Wien

per RSb