

V LFP G 01/18

PA 50148/18

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

per RSb

B E S C H E I D

In dem aufgrund des Antrags der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) vom 23. November 2018 auf Genehmigung der Langfristigen Planung 2019 - 2028 geführten Verfahren ergeht gemäß § 22 und § 145 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011 idF BGBl. I Nr. 108/2017 iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr 110/2010 idF BGBl. I Nr 108/2017 nachstehender

I. Spruch

1. Im Rahmen der Langfristigen Planung 2018 für den Zeitraum 2019 – 2028 der AGGM werden die geänderten Projekte

- 2012/03
- 2014/01
- 2016/01
- 2016/03
- 2016/04
- 2016/05
- 2017/01

sowie die neu eingereichten Projekte

- 2018/01
- 2018/02
- 2018/03
- 2018/04

genehmigt. Die Genehmigung umfasst ausschließlich die in Anhang 1 der Langfristigen Planung 2018 aufgelisteten Projekte. Die Langfristige Planung 2018 bildet als Beilage ./1 einen Bestandteil dieses Bescheides.

2.a. Das Projekt 2018/02 wird unter der Auflage genehmigt, dass Informationen über die Kostenaufteilung auf die Stationen Traismauer und Doislau mit Angaben der Kosten zum maschinenbautechnischen Teil, zu etwaigen fernwirktechnischen Anlagen sowie zu anderen größeren Kostenblöcken der Regulierungsbehörde bis spätestens 31.1.2019 zur Verfügung gestellt werden.

2.b. Das Projekt 2018/03 wird unter der Auflage genehmigt, dass Informationen über die Kostenaufteilung auf die namentlich anzuführenden Schieberhäuser mit Angaben der Kosten zum maschinenbautechnischen Teil, zu etwaigen fernwirktechnischen Anlagen sowie zu anderen größeren Kostenblöcken der Regulierungsbehörde bis spätestens 1.3.2019 zur Verfügung gestellt werden.

2.c. Das Projekt 2018/04 wird unter der Auflage genehmigt, dass Informationen über die Kostenaufteilung je Übergabestation mit Angaben der Kosten zu Mengenumwertern, Fernwirk-, Visualisierungs- Automatisierungseinrichtungen, Batterieraum, Mengenregel- und Druckbegrenzungseinrichtungen und zu anderen größeren Kostenblöcken sowie das Datum für den jeweiligen Projektstart der Regulierungsbehörde bis spätestens 1.3.2019 zur Verfügung gestellt werden.

2.d. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass die Antragstellerin für die LFP 2019 ein Projekt bzw. Projekte zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Netz der Salzburg Netz GmbH und TIGAS-Erdgas Tirol GmbH entwickelt, das eine Ertüchtigung von bestehenden Leitungen oder die Verlegung neuer Leitungen untersucht.

2.e. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass die Antragstellerin für die LFP 2019 ein Projekt zur Anbindung des Speicher Haidach an das Verteilerg Gebiet entwickelt.

I.1. Rechtliche Grundlagen

Der Verteilergbietsmanager (in der Folge: VGM) hat gemäß § 22 Abs. 2 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine langfristige Planung für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 GWG 2011 zur Erreichung der Ziele des GWG

2011, insb. jener des § 22 Abs. 1 GWG 2011 zu erstellen. Gemäß § 17 Abs. 2 GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde die Benennung der AGGM - Austrian Gas Grid Management AG (in der Folge: AGGM) als Verteilergebietsmanager für das Verteilergesamt Ost genehmigt. Für die Genehmigung der langfristigen Planung ist gemäß § 7 Abs. 1 E-ControlG der Vorstand der E-Control zuständig.

Ziel der langfristigen Planung (in der Folge: LFP) ist gemäß § 22 Abs. 1 GWG 2011, die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zum GWG 2011 hinsichtlich der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) sowie der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen zu planen. Darüber hinaus ist die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan (in der Folge: KNEP) gemäß §§ 63 ff GWG 2011 herzustellen und auf die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung im Marktgebiet zu achten. Mit 1.11.2017 gilt die überarbeitete Fassung der VO 994/2010 - die Verordnung 2017/1938 vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SoS-VO). In diesem Zusammenhang ist insb. auf den neu gefassten Art. 5 der VO 2017/1938 hinzuweisen, der nunmehr vorsieht, dass bei der Ermittlung des Infrastrukturstandards nicht nur technische Parameter, sondern auch Nutzungsraten bestehender Infrastruktur zu berücksichtigen sind. Insgesamt soll die langfristige Planung die Transparenz in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt erhöhen.

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

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

Rechtsfolgenseitig normiert § 22 Abs. 9 GWG 2011, dass die mit der Umsetzung von in der langfristigen Planung vorgesehenen Maßnahmen verbundenen tatsächlichen Kosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß §§ 69 ff GWG 2011 anzuerkennen sind. Gemäß § 145 Abs. 1 GWG 2011 ist im Zusammenhang mit der Genehmigung des Baus von

Erdgasleitungsanlagen eine Enteignung durch die Entziehung oder die Beschränkung von Grundeigentum zulässig, wenn dies für die Errichtung von Fern- oder Verteilerleitungen erforderlich ist und im öffentlichen Interesse gelegen ist. Ein öffentliches Interesse liegt jedenfalls dann vor, wenn die Erdgasleitungsanlage in der langfristigen Planung bzw. im Netzentwicklungsplan vorgesehen ist. Das öffentliche Interesse ist im Bescheid zur Genehmigung der langfristigen Planung festzustellen.

I.2. Verfahrensverlauf

Am 6. März 2018 fand das Kick-off Meeting zum Netzentwicklungsprozess 2018 mit AGGM in ihren Rollen als Verteilergebietsmanager (VGM) und Marktgebietsmanager (MGM), Fernleitungsnetzbetreibern (GCA und Trans Austria Gasleitung GmbH - TAG) und ECA statt, in dem auch die Abstimmung zwischen LFP und KNEP diskutiert wurde.

Die LFP 2018 wurde von der AGGM unter Mitwirkung der Marktteilnehmer erstellt und das Ergebnis am 16.10.2018 im Rahmen des „Austrian Gas Infrastructure Development Days“ gemeinsam mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan den Marktteilnehmern vorgestellt. Im Rahmen des „Austrian Gas Infrastructure Development Day“ hat der Netzbetreiber Gas Connect Austria GmbH für das Projekt 2012/3 eine frühzeitige Fertigstellung präsentiert, was im Rahmen der LFP berücksichtigt wurde.

Im Zeitraum vom 17. Oktober bis 9. November 2018 wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2018 von AGGM den Marktteilnehmern zur Konsultation zur Verfügung gestellt. Ein Marktteilnehmer hat eine Stellungnahme zur Langfristigen Planung 2018 abgegeben, die gewürdigt wurde.

Mit Schreiben vom 23. November 2018 hat die AGGM den Antrag gestellt, die dem Antrag beigefügte „Langfristige Planung 2018 für die Erdgas-Verteilernetzinfrastruktur in Österreich 2019-2028, Bericht Ausgabe 2., vom 12.11.2018“ zu genehmigen.

Mit Abänderungsanträgen wurden 7 genehmigte Projekte eingereicht:

- 2012/03 Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten
- 2014/01 Leitungssegment Velm-Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf
- 2016/01 Ersatzinvestition Leitung G00 006
- 2016/03 Ersatzinvestition der Leitung G00 011
- 2016/04 Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020
- 2016/05 Erneuerung Filterkonzept Baumgarten
- 2017/01 Auersthal – Errichtung eines zentralen Ausblasesystems

Vier neue Projekte wurden eingereicht:

- 2018/01 Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilerg Gebiet)

- 2018/02 Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau
- 2018/03 Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt
- 2018/04 Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein

1 Projekt aus der LFP 2017 wird unverändert weitergeführt:

- 2012/05 Druckerhöhung Oberösterreich

Vom 28. November bis zum 11. Dezember 2018 hat die Behörde die Langfristige Planung 2017 aufgrund des engen Zusammenhangs mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan, für den gemäß § 64 Abs. 2 GWG 2011 eine Konsultation verbindlich vorgeschrieben ist, einer Konsultation durch die Marktteilnehmer über die Homepage der E-Control zugeführt.

Die Landwirtschaftskammer Österreich (LK) und die Salzburg Netz GmbH erstatteten Stellungnahmen zur Langfristigen Planung 2018.

I.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung

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

AGGM als VGM beantragte die Genehmigung der Langfristigen Planung 2018 für den Zeitraum 2019-2028, die neben den in vorhergehenden Jahren genehmigten Projekten sieben Projekte abändert und vier Projekte neu einreicht.

Die langfristige Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilernetzes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern sowie von den Versorgern zur Verfügung gestellt wurden. Weiters wurden die Speicherunternehmen sowie die inländischen Erdgasproduzenten über ihre Ausbaupläne befragt und der von der European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) ausgearbeitete europäische Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017 sowie der Gas Regional Investment Plan Central-East Europe (GRIP CEE) und der Gas Regional Investment Plan Southern Corridor (GRIP Southern Corridor) als Referenz herangezogen. Der aktuelle deutsche Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurde ebenfalls als für die österreichische Gasleitungsinfrastruktur relevantes Dokument bei der Analyse berücksichtigt. Ebenso wurde eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid AG durchgeführt.

Mit dem Marktgebietsmanager wurde die Langfristige Planung 2018 mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan abgestimmt. Aus den neuen Projekten im KNEP ergeben sich keine Bedarfe für zusätzliche Kapazität ins Verteilernetzgebiet, von der Erfüllung bestehender Kapazitätsverträge für das Verteilernetzgebiet wird ausgegangen.

Die Absatzprognose für die maximal mögliche Stundenleistung wird auch in der Langfristigen Planung 2018 in unterschiedlichen Szenarien getrennt für die drei Marktgebiete dargestellt, wobei für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg aufgrund der geringeren Komplexität nur das Baseline Szenario erstellt wurde.

Der Absatzprognose werden drei Szenarien - das Baseline Szenario, das Maximal Szenario und Minimal Szenario – zugrunde gelegt, wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung („Stagnation auf dem Status Quo 6/2018“ oder „Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe“) und zwei unterschiedliche Entwicklungen des Gasverbrauchs der sonstigen Endkunden („Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“ oder „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5 % pa“) miteinander kombiniert werden.

Zusätzlich dazu wurden Analysen der Temperaturkorrelation des Absatzes der Standardlastprofile (in der Folge: SLP) und lastprofilgemessenen (in der Folge: LPZ) Kunden durchgeführt, die ergaben, dass im Gasjahr 2018 der absolute Gasverbrauch für beide Verbrauchsgruppen durchschnittlich war. Ersichtlich ist nach wie vor, dass der Verbrauch der LPZ Kunden deutlich weniger mit der Temperatur korreliert als jener der SLP Kunden. Dies wurde bei der Erstellung der Absatzprognosen ebenfalls berücksichtigt.

Das Baseline Szenario, das sich aus einer Kombination der Parameter Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 6/2018“ und hinsichtlich der Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“ ergibt, wird als das wahrscheinlichste Absatzszenario für das Marktgebiet Ost ausgewiesen. Dem Baseline Szenario zufolge wird die maximale Stundenleistung und der Jahresabsatz in etwa gleichbleiben.

Da Gaskraftwerke das höchste Absatzsteigerungspotential besitzen, ist dies im Maximalszenario abgebildet, in dem alle von den Netzbetreibern im Rahmen der Absatzerhebung bekanntgegebenen zusätzlichen Kraftwerksleistungen berücksichtigt werden. Dabei wurde jedoch nur ein zusätzliches Gaskraftwerk in die Betrachtung einbezogen. Auch im Maximalszenario ist nur von einem leichten Anstieg der maximalen Stundenleistung und des Jahresabsatzes von 2020 auf 2021 und danach einer Stagnation auszugehen.

Das Minimal Szenario bildet das nationale Maximalziel bei der Umsetzung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz ab und unterstellt eine jährliche Verringerung des Absatzes um 1,5%. Dies hat eine Senkung der maximal benötigten Stundenleistung und des Jahresabsatzes um ca. 1% pro Jahr zur Folge.

Für die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol besteht grundsätzlich keine gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung einer langfristigen Planung, da auf Netzebene 1 keine Leitungsanlagen vorhanden sind. Dennoch wurde in der Langfristigen Planung 2018 für die beiden Marktgebiete das Baseline Szenario abgebildet, um den dortigen Kapazitätsbedarf zu prognostizieren. In beiden Marktgebieten ist von einer leichten kontinuierlichen Steigerungsrate auszugehen.

Die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 ist auf Basis der von AGGM durchgeführten Berechnungen auch in Zukunft gewährleistet. Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 130 %. Daher ist die Versorgungssicherheit weiterhin auf einem hohen Niveau sichergestellt; es zeigt sich in der Praxis jedoch, dass allfällige weitere Investitionen in die Versorgungssicherheit durchaus gerechtfertigt werden können.

Die für das Jahr 2018 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten werden und alle an das Netz angeschlossenen Endkunden können jederzeit versorgt werden.

Die Drucksituationen im Netz in den letzten Jahren sowie die Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen zeigen jedoch, dass Engpassbereiche auftreten können, die die Netzstabilität gefährden können. Dies betrifft die Übergabestation Wilfleinsdorf, die bei niedrigen Temperaturen der kritischste Druckpunkt im Südsystem ist, durch den die Flexibilität in der Drucksteuerung eingeschränkt wird. Das Projekt 2014/1 zur Beseitigung dieses Engpasses wurde bereits in der LFP 2014 genehmigt und ist in Umsetzung. Zudem besteht ein Kapazitätsengpass in Tirol sowie bei den Speichertransporten aus dem Verteilergebiet in die Fernleitung.

Die für das Marktgebiet Tirol maximal buchbare feste Kapazität am Grenzübergabepunkt „Zone Kiefersfelden/Pfronten“ ist für die Versorgung der bestehenden Netzkunden in Tirol nicht ausreichend. Um eine weitere Entwicklung des Leistungsbedarfs in Tirol sicherstellen zu können, ist es erforderlich zusätzliche frei zuordenbare Einspeisekapazitäten (FZK) zu beschaffen, welche derzeit aber nicht verfügbar sind. AGGM wird daher, wie in den letzten Jahren, unterbrechbare Kapazitäten und entsprechende Lastflusszusagen bestellen, um temporär abgesicherte FZK zu beschaffen womit die Versorgung sichergestellt werden kann. Weiters hat AGGM die entsprechenden Kapazitätserfordernisse für das Marktgebiet Tirol im deutschen Netzentwicklungsplan eingemeldet und wurden grundsätzlich berücksichtigt.

Die in der LFP enthaltenen Projekte zur Verbesserung der Speichertransporte aus dem Verteilergebiet in die Fernleitung sollen mit Ende 2018 planmäßig umgesetzt werden.

I.4. Rechtliche Beurteilung

Die mit der Umsetzung von in der langfristigen Planung vorgesehenen Maßnahmen verbundenen tatsächlichen Kosten sind bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß §§ 69 ff GWG 2011 anzuerkennen. Auch für diese Investitionen gelten die in § 79 GWG 2011 genannten Grundsätze der Kostenwahrheit sowie Angemessenheit dem Grunde und der Höhe nach. Eine abschließende Angemessenheitsprüfung der Höhe nach ist allerdings erst möglich, wenn bereits Kosten angefallen sind und entsprechende Unterlagen (wie z.B. die Ausschreibungsunterlagen und die Angebote) vorliegen. Daher beschränkt sich die im gegenständlichen Verfahren ex ante erteilte Genehmigung auf die Angemessenheit der Kosten dem Grunde nach. Eine abschließende Beurteilung wird die Behörde nach erfolgter Investition im Zuge der Kostenermittlung nach § 69 GWG 2011 vornehmen.

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

In der langfristigen Planung wird auf den TYNDP 2017 der ENTSOG Bezug genommen und die darin aufgelisteten Projekte, die direkten Einfluss auf das Verteilergebiet haben, entsprechend berücksichtigt. Ebenso nimmt die langfristige Planung auf den Entwurf des KNEP 2018 Bezug und bezieht die Auswirkungen der darin enthaltenen Projekte auf das Verteilernetz mit ein. Die Kohärenz mit dem TYNDP 2017 sowie mit dem KNEP 2018 ist daher grundsätzlich gegeben, insbesondere da die Antragstellerin nunmehr auch Marktgebietsmanagerin ist, die den KNEP in Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern erstellt.

Die Absatzprognose der Antragstellerin basiert auf den tatsächlich gemessenen Absätzen aus der Vergangenheit und auf den von den Verteilernetzbetreibern erstellten Prognosen für die Verbrauchsänderungen und berücksichtigt auch geplante Kraftwerksabsätze. Um ein vollständigeres Bild über die möglichen Entwicklungspfade zu erhalten, wurden in der LFP 2018 drei verschiedene Absatzszenarien erstellt. Die Absatzprognose der Antragstellerin berücksichtigt sowohl klimaschutzpolitische Ziele (etwa 20/20/20-Ziele) als auch allgemeine energiewirtschaftliche Entwicklungen.

Für jedes Projekt wird in der langfristigen Planung der Auslöser und die technische Notwendigkeit angeführt; diese Angaben begründen auch die technischen Zweck-

mäßigkeiten iSd § 22 Abs. 3 Z 1 GWG 2011. Die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 ist aufgrund der von AGGM durchgeführten Berechnungen auch in Zukunft gewährleistet. Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 130 %. Festzuhalten ist, dass wenngleich die Versorgungssicherheit weiterhin auf einem hohen Niveau sichergestellt ist, weitere Investitionen in die Versorgungssicherheit in bestimmten Netzteilen notwendig und gerechtfertigt sein können.

Wie in den langfristigen Planungen der Vorjahre wird auch heuer an dem Konzept für den Ausbau der Gasinfrastruktur, das in der Feasibility Study 07 erarbeitet wurde, festgehalten. Der Großteil der darin vorgesehenen Projekte wurde bereits fertiggestellt. In Umsetzung befindet sich nur mehr folgende Projekte: 2012/05 Druckerhebung Oberösterreich (bis 11/2018), und 2012/03 Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten (bis 12/2018). Zum Zeitpunkt der Einreichung am 23.11.2018 lagen noch keine Fertigstellungsmeldungen vor. Die beiden Projekte sollten aber wie geplant Ende 2018 abgeschlossen werden.

Der Genehmigungsantrag enthält Änderungen zu den Projekten 2012/03, 2014/01, 2016/01, 2016/03, 2016/04, 2016/05 und 2017/01, die erstmals mit der Langfristigen Planung 2012 (V LFP G 01/12 vom 11.1.2013, V LFP G 1/14 vom 7.11.2014, V LFP G 1/16 vom 23.9.2016 und V LFP G 1/17 vom 20.12.2017) genehmigt wurden sowie vier neue Projekte (2018/01, 2018/02, 2018/03, 2018/04). Die Projekte 2012/02 und 2016/02 wurden fertiggestellt und sind daher nicht mehr Teil der LFP.

Beurteilung der einzelnen zur Genehmigung eingereichten Projekte

Neu eingereichte Projekte:

- **Projekt 2018/01** (Wiederherstellung der Station Baumgarten - Verteilergebiet)

Ziel des Projekts ist die Wiederherstellung der Verteilergebietsanlageanteile der Station Baumgarten, die nach dem Zwischenfall am 12.12.2017 beschädigt oder zerstört wurden, inkl. der Herstellung von Provisorien, damit die Versorgungsunterbrechungen geringgehalten werden können bzw. konnten. Aufgrund von gewonnenen Erkenntnissen werden einige Anlageanteile verlegt und dem Stand der Technik entsprechend neu errichtet. In diesem Zusammenhang ist auch das Projekt 2016/05 in die Betrachtung mit einzubeziehen. Teilprojekte wurden aufgrund der Dringlichkeit bereits im Jänner 2018 gestartet. Die Maßnahmen sind nachvollziehbar dargestellt und das Projekt daher zur Umsetzung geeignet.

- **Projekt 2018/02** (Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau)

Das Projekt beinhaltet den Umbau und die Erweiterung von Stationen an der West-2 Leitung, damit die Endverbraucher entlang der Netz NÖ West-1 Leitung auch nach deren Stilllegung sicher versorgt werden können. Um die entsprechenden Gasmengen nach Auflassung der

Einspeisung in Auersthal von der West 2 in die West 1 Leitung über die Stationen Traismauer und Hart überspeisen zu können, sind Adaptionen erforderlich. Die Station Traismauer wird auf eine maximale Kapazität von 80.000 Nm³/h ausgebaut. Um die Station Hart zu entlasten, wird eine zusätzliche Regelanlage in der bestehenden Station Doislau (Q_{max} = 40.000 Nm³/h) errichtet. Für das Monitoring dieses Projektes sind jedoch genauere Angaben über die einzelnen Kostenbestandteile notwendig, daher müssen diese Daten der Behörde zur Verfügung gestellt werden. Die Maßnahmen sind grundsätzlich nachvollziehbar und das Projekt daher nach Auflagenerfüllung zur Umsetzung geeignet.

- **Projekt 2018/03** (Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt)

Das Projekt beinhaltet die Erneuerung der Stationseinbauten an der West-2 Leitung, um die Schieberhäuser auf den Stand der Technik zu bringen und die Abtrennung der Netz NÖ Leitung West-1 zu ermöglichen. Für das Monitoring dieses Projektes sind jedoch genauere Angaben über die einzelnen Kostenbestandteile notwendig, daher müssen diese Daten der Behörde zur Verfügung gestellt werden. Die Maßnahmen sind grundsätzlich nachvollziehbar und das Projekt daher nach Auflagenerfüllung zur Umsetzung geeignet.

- **Projekt 2018/04** (Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein)

Das Projekt beinhaltet die Erneuerung von wesentlichen Teilen der Übergabestationen Lichtenwörth und Hornstein der Netz NÖ GmbH. Die Stationselemente sind auf den Stand der Technik zu bringen, da sie ihre technische Lebensdauer erreicht haben. Für das Monitoring dieses Projektes sind jedoch genauere Angaben über die einzelnen Kostenbestandteile notwendig, daher müssen diese Daten der Behörde zur Verfügung gestellt werden. Da die beiden Stationen wesentlich zur Versorgung des Burgenlands beitragen, ist diese Maßnahme nach Auflagenerfüllung zur Umsetzung geeignet.

Weiter geführte, abgeänderte Projekte

- **Projekt 2014/01**

Das Projekt dient zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im Burgenland. Um den notwendigen Druck an der Übergabestation Wilfleinsdorf bereit stellen zu können, ist es notwendig die Leitung zwischen Velm und Wilfleinsdorf aus dem Jahre 1957 zu ertüchtigen und Umbauten in der Station Wilfleinsdorf vorzunehmen. Positiv stellt sich in diesem Zusammenhang auch die nutzbare Vergrößerung des Linepacks in der Südleitung dar.

Aufgrund hochstehenden Grundwassers kam es bei der Projektplanung zu Verzögerungen. Da auch die Verlegungsart der Rohrleitung geändert werden musste, haben sich auch die Projektkosten deutlich erhöht. Die entstandenen Auswirkungen auf Kosten sind nachvollziehbar, sodass eine Genehmigung gerechtfertigt ist.

- Projekt 2016/05

Ziel des Projekts ist an den Leitungen G00 040, G00 035, G00 030 und G00 023 Filterseparatoren zu errichten, um einen effizienten Schutz aller gastechnischen Einrichtungen, insbesondere Messungen, Regelungen und Verdichteranlagen, vor möglichen Verunreinigungen im Gas sicherzustellen.

Durch den Zwischenfall in Baumgarten wurden Teile der bereits fertiggestellten Anlage beschädigt oder zerstört. Deshalb erhöhen sich auch die Projektkosten und der Fertigstellungszeitraum muss auf 12/2020 verschoben werden. Dieses Projekt ist in Folge in Kombination mit dem Teilprojekt „Filter Eingangsleitung PVS2 Sanierung“ des Projektes 2018/01 der GCA betrachten. Die geänderten Parameter sind nachvollziehbar, sodass eine Genehmigung gerechtfertigt ist.

- Projekt 2016/01

Um Endkunden auch zukünftig versorgen zu können, wurde das Projekt notwendig. Die Leitung G 00 006 wird teilweise aufgelassen und in anderen Teilbereichen neu errichtet. Auch sind weitere Maßnahmen wie die Errichtung bzw. Automatisierung von Schieberstationen notwendig. Die geänderten Parameter sind nachvollziehbar, sodass eine weitere Genehmigung gerechtfertigt ist.

- Projekt 2012/03, 2016/03, Projekt 2016/04, Projekt 2017/01

Die technische Notwendigkeit und Angemessenheit dieser Projekte wurden im Zuge vorangegangener Genehmigungsverfahren bereits nachgewiesen, die eingereichten Änderungen sind geringfügig, sodass eine weitere Genehmigung gerechtfertigt ist.

Auflagen

- Zu Auflage 2.a. bis 2.c.:

Um überprüfen zu können, ob die Plankosten plausibel sind, ist es notwendig zumindest die größeren Kostenpositionen je Station zu kennen. In Folge wird auch im Kostenverfahren geprüft, inwieweit die Plankosten abweichen und die Angemessenheit gegeben ist. Beim Projekt 2018/4 ist auch der Projektstart zu ergänzen.

- Zu Auflage 2 d:

Auf Basis der Stellungnahme der Salzburg Netz GmbH und der steigenden Kapazitätsnachfrage im Netz der TIGAS – Erdgas Tirol GmbH hat die Antragstellerin ein Projekt zur Erhöhung der Versorgungssicherheit zu entwickeln. Im Rahmen der Projektentwicklung ist zum einen zu untersuchen, welche Leitungsführungen oder -

ertüchtigungen möglich sind und zum anderen die Verbindung Saalfelden – Hochfilzen in die Betrachtung mit einzubeziehen. Wie auch in der Stellungnahme der Salzburg Netz ausgeführt, ist aufgrund des Klimawandels und der einhergehenden Unwetter eine Verbesserung bzw. Absicherung der Versorgung zu prüfen, um den Zielen der langfristigen Planung gem. § 22 Abs. 1 Z 1 lit a und b GWG 2011 Rechnung zu tragen. Bereits getroffene Maßnahmen - wie etwa ein kleiner Verdichter zur Erhöhung des Linepacks - scheinen nicht mehr ausreichend. Im Hinblick auf sensible Großkunden wie - Jenbacher Werke, Papierfabrik Wattens, Swarovski, Aluminiumwerke Hochfilzen - welche nur über die Übergabestation Kiefersfelden von Deutschland versorgt werden und jährlich steigenden Kapazitäten, bietet sich in diesem Zusammenhang auch an zu überprüfen, wie die Versorgungssicherheit bzw. Kapazität in Tirol erhöht werden könnte. Auch im Hinblick auf steigende Preise und Kapazitätsengpässen im Süddeutschen Raum erscheint eine Projektentwicklung geboten.

- Zu Auflage 2 e:

Mit den bereits umgesetzten Projekten 2008/1 und 2011/5 (HDL 100) wurden potente Leitungen in DN 800 und PN 70 mit durchaus hohen Investitionen errichtet. Die Leitung endet derzeit vor dem Speicher Haidach mit einer Molchschleuse.

Wider Erwarten wurde nach Genehmigung und Umsetzung dieser Projekte die finale Anbindung an den Speicher Haidach durch die Marktteilnehmer nicht vorangetrieben und konnte daher eine Erhöhung der Versorgungssicherheit iSd Ziele der langfristigen Planung gem. § 22 Abs. 1 Z 1 lit a und b GWG 2011 noch nicht erzielt werden. Bei der Gaskrise 2009 konnte der Gasspeicher daher nur über Umwege in das österreichische Netz einspeisen.

Um die Anbindung des Speichers Haidach in Anschluss an die bereits genehmigten Projekte zu finalisieren (siehe auch Pkt. 4.6 Haidach, S. 60), wird der Antragstellerin aufgetragen, ein Projekt zur Anbindung des Speichers an das Verteilergebiet zu entwickeln.

Monitoring der bereits genehmigten Projekte

Das Projekte 2012/05 (Druckanhebung Oberösterreich) wird unverändert weitergeführt und ist im Zeitplan.

Ergebnisse der Konsultation

Im Rahmen der von der Behörde durchgeführten Konsultation gaben die Landwirtschaftskammer Österreich (LK) und die Salzburg Netz GmbH zur Langfristigen Planung 2018 Stellungnahmen ab.

Die LK stellt fest, dass die Versorgungssicherheit mit dem ausgewiesenen Infrastrukturstandard mehr als ausreichend gegeben sei. Es sei daher nur konsequent, dass im Rahmen der LFP 2018 keine zusätzlichen neuen Projekte mit Grundinanspruchnahmen vorgesehen seien. Hinsichtlich der Versorgung im Raum Schärding wird unter Verweis auf die Stellungnahme der Energienetze Bayern vom 9.11.2018 angemerkt, dass der Kapazitätsbedarf fest bereitgestellt werden könne und daher die Versorgung von Schärding über die Penta West nicht weiter zu verfolgen sei.

Dazu ist festzuhalten, dass AGGM auf Basis einer unverbindlichen höheren Kapazitätsanfrage die Verfügbarkeit von zusätzlichen Kapazitäten am Netzkopplungspunkt Schärding (zwischen Energienetze Bayern – Netz Oberösterreich) erhoben hat, und diese nicht in vollem Umfang von Energienetze Bayern auf fester Basis bereitgestellt werden kann. Da Schärding aktuell ausschließlich über das deutsche Netz versorgt wird, wäre auch eine Anbindung von Schärding an die österreichische Fernleitung Penta West über eine ca. 12 km lange Hochdruckleitung eine Option zur Erhöhung der Kapazität, die bei einer Manifestation des unverbindlich angemeldeten Bedarfs zu prüfen sein wird. GCA hat im KNEP 2017 bereits ein entsprechendes Projekt untersucht, das ergibt, dass eine Versorgung aus dem Fernleitungsnetz grundsätzlich möglich wäre.

Bisher ist nach der unverbindlichen Kapazitätsanfrage aber noch kein Netzzugangsvertrag eingebracht worden. Eine Neukonzeption des bisherigen technischen Konzeptes ist bei AGGM in Ausarbeitung. E-Control ist der Ansicht, dass verschiedene Optionen für die Versorgung von Schärding nach wie vor weiterverfolgt werden sollten, damit die für den Endkunden kostengünstigste Lösung gefunden werden kann.

Die Salzburg Netz GmbH führt in ihrer Stellungnahme aus, dass aufgrund des fortschreitenden Klimawandels die Gefahren durch Naturgefahren zunehmen und mit den bisher getroffenen Maßnahmen kein Auslangen gefunden werden könne. Zur jahresdurchgängigen Erhöhung der Versorgungssicherheit werde es notwendig sein, eine weitere Hochdruckanspeisung für den Pongau und Pinzgau zu errichten. Erste Überlegungen wurden bereits angestellt und 2019 weitergeführt.

Der Stellungnahme der Salzburg Netz GmbH wurde in Form einer Auflage Rechnung getragen, die der Antragstellerin eine Untersuchung der möglichen Varianten und Möglichkeiten in diesem Bereich aufträgt.

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der Energie-Control Austria einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde und die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt, sowie das Begehren zu enthalten. Im Falle einer Beschwerde wird ersucht, die Eingabengebühr von EUR 30,- gemäß § 14 TP 6 Abs 5 Z 1 lit b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl 267/1957 idgF iVm § 2 BuLVwG-EGebV, BGBl II 387/2014 idgF, unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gem § 1 Abs 3 BuLVwG-EGebV zu entrichten.

IV. Gebühren

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

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

Wien, am 20.12.2018

Der Vorstand


Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M
Vorstandsmitglied


DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

Beilage: ./1 Langfristige Planung 2018 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2019-2028, Ausgabe 2 in der Fassung vom 12. November 2018

Ergeht als Bescheid an:

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

per RSb

